

---

**La Déréglementation de l'industrie électrique en Amérique Latine : le cas de l'Argentine, du Brésil, du Chili et de la Colombie.**

---

***RESUME en français***

Le développement de l'industrie électrique de l'Amérique Latine démarre à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle et procède selon trois étapes. Au cours de la première, le service s'est développé essentiellement sous l'initiative privée. La deuxième, qui commence après la Deuxième Guerre Mondiale et s'étend jusqu'aux années 1990 (sauf le Chili), fait de l'Etat le protagoniste majeur. La troisième correspond à la déréglementation actuelle. Cette dernière cherche à rendre au secteur privé la responsabilité du secteur, impliquant un changement drastique du rôle joué par l'Etat.

Certes, le Pool anglais a été retenu par la plupart des pays latino-américains. Cependant, en Angleterre, la déréglementation cherche à introduire la concurrence dans une industrie mature afin de la rendre plus efficace, plus transparente et de baisser les coûts de production. En Amérique Latine, la déréglementation a pour objectif d'attirer des investissements étrangers pour faire face à une demande accrue d'énergie.

Cette thèse fait une approche sur ce sujet. Elle propose une lecture positive des expériences mises en place en Amérique Latine, notamment par l'analyse des cas du Chili, de l'Argentine, de la Colombie et du Brésil.

---

***The deregulation of electric industry in Latin America : the cases of Argentina, Brazil, Chile and Colombia.***

---

**ABSTRACT :**

The development of the electric industry in Latin American countries start in the end of 19<sup>th</sup> century and it proceed according to three stages. During the first, the service was developed mainly by private sector. The second, started after the second world war and extended up till 1990s (apart from Chile), makes the State the most important agent. The third is in accordance with the present deregulation, which is looking for the return to private the responsibility of the sector. This one means a radical change of the role play by the State in the industry.

Certainly, the Pool model has been talked by most of Latin American countries. However, in England, deregulation is looking to install competition over a mature industry in order to gain effectiveness, transparency and to produce a costs decrement. In Latin America, deregulation is looking for attract the foreign investments in order to face up an increasing demand.

This doctoral thesis point out this subject. It gives a positive reading concerning the experiences which have been carrying out in Latin America, particularly as far as Chile, Argentina, Colombia and Brazil concern.

---

**DISCIPLINE : Sciences Economiques**

---

**MOTS-CLES :** Déréglementation, Privatisation, libéralisation, marché, Pool.

---

**C.R.E.D.E.N. Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie  
Université Montpellier I- U.F.R. Sciences Economiques  
BP9606-34054 Montpellier Cedex  
FRANCE**

**FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES**  
Ecole Doctorale « *ECONOMIE GESTION* »  
Equipe d'accueil : **CREDEN – LASER**

**LA DEREGLEMENTATION DE L'INDUSTRIE ELECTRIQUE EN AMERIQUE  
LATINE :  
LE CAS DE L'ARGENTINE, DU BRESIL, DU CHILI ET DE LA COLOMBIE**

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 :

**Miguel CALAHORRANO C.**

Jury :

Monsieur **Jacky PERREUR**, Professeur à l'Université de Bourgogne (Rapporteur)  
Monsieur **Jean-Pierre ANGELIER**, Professeur à l'Université de Grenoble II (Rapporteur)  
Monsieur **Jacques PERCEBOIS**, Professeur à l'Université Montpellier I (Directeur de thèse)  
Monsieur **Fernando CUEVAS**, Directeur du Département d'Energie de la CEPAL à Mexico  
Monsieur **Henry WANKO**, Professeur à l'Université Montpellier I  
Monsieur **François MIRABEL**, Professeur à l'Université Montpellier I

Février 2004

« 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 ».

Aimée des fleuves, combattue  
par l'eau bleue et les gouttes transparentes,  
ton spectre de déesse noire croquant des pommes  
ressemble à un arbre de veines :  
quand alors tu t'éveillas nue  
tu étais tatouée par les fleuves,  
et dans l'altitude mouillée ta tête  
couvrait la terre de rosées nouvelles.  
L'eau tremblait autour ta taille.  
Les sources te formaient  
et des lacs brillaient sur ton front.

**Amour Amérique. Chant général.  
Pablo Neruda, 1950.**

A l'Amérique,  
A mes parents, déjà morts.  
Aux parents de mes parents.

## **REMERCIEMENTS**

Je tiens, en premier lieu, à remercier Monsieur le Professeur Jacques PERCEBOIS pour m'avoir encadré dans mes recherches et m'avoir procuré au sein du CREDEN des conditions propices à mes travaux.

Je remercie également Messieurs les Professeurs Jacky PERREUR et Jean-Pierre ANGELIER pour l'attention qu'ils prêtent à mon travail en ayant accepté d'en être les rapporteurs.

Ma gratitude va pareillement à Monsieur Fernando CUEVAS, à monsieur Henry WANKO ainsi qu'à Monsieur François MIRABEL qui ont accepté de me faire bénéficier de leurs commentaires en participant au jury de soutenance.

Je souhaite remercier toutes et tous ceux dont l'affection et la présence ont rendu possible l'achèvement de ce travail. Ce dernier est notamment dédié à ma famille, à ma sœur Maruja, à mes enfants Alcinoe, Emilia et Pavel, à Caroline, à mes amis de la fanfare des Kadors pour leur amitié et leurs encouragements, à Claudie, ainsi qu'à tous mes compagnons de route de la Faculté de Sciences Economiques et du CREDEN, qui n'ont cessé de me renouveler leur confiance et leurs encouragements.

## **SOMMAIRE**

<b>SOMMAIRE.....</b>	<b>I</b>
<b>TABLE DE FIGURES.....</b>	<b>IV</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
<b>PARTIE 1 : LES INDUSTRIES DE RESEAU, LE MONOPOLE NATUREL ET LA DEREGLEMENTATION.....</b>	<b>10</b>
CHAPITRE 1 : LA GENESE DU MONOPOLE NATUREL.....	11
<i>Section 1 Les industries de réseaux énergétiques, les grandes lignes d'une histoire.....</i>	<i>14</i>
1.1 La révolution industrielle anglaise et les réseaux.....	15
1.2 Les approches théoriques sur le monopole naturel.....	19
1.3 Les débats économiques aux Etats Unis.....	23
1.4 Conclusion de la section 1.....	26
<i>Section 2 Les économies d'échelle et les industries de réseaux.....</i>	<i>28</i>
2.1 Le caractère et la nature des économies d'échelle.....	28
2.2 La mesure des économies d'échelle.....	36
2.3 La portée du concept des économies d'échelle et les industries de réseau.....	45
<i>Section 3 Les économies d'envergure et les industries de réseau.....</i>	<i>48</i>
3.1 La notion et la mesure des économies d'envergure.....	49
3.2 Propriétés de la fonction de coût multiproduit.....	53
3.3 Sources des économies d'envergure.....	55
3.4 Economies d'envergure et structure de la firme.....	57
<i>Section 4 Le caractère et la nature du monopole naturel.....</i>	<i>59</i>
4.1 La notion de monopole naturel et la sous-additivité.....	60
4.2 La sous-additivité d'un monopole naturel multiproduit.....	65
4.3 Conclusion du chapitre 1.....	77
CHAPITRE 2 : LES FONDEMENTS THEORIQUES ET LES DEBATS SUR LA DEREGLEMENTATION.....	80
<i>Section 1 La concentration, la réglementation et le monopole naturel.....</i>	<i>83</i>
1.1 La notion de la concentration et sa mesure.....	84

1.2 La concentration sous la forme d'intégration verticale.....	85
1.3 Le monopole et les lois antitrust.....	94
<i>Section 2 La réglementation en information complète.....</i>	<i>99</i>
2.1 La tarification de second rang.....	103
2.2 La réglementation par un taux de rentabilité.....	108
<i>Section 3 La réglementation en information asymétrique.....</i>	<i>113</i>
3.1 Les models de autoselection.....	115
<i>Section 4 La réglementation par plafond de prix.....</i>	<i>130</i>
4.1 Introduction.....	130
4.2 Classification des formes de price cap.....	132
<i>Section 5 La réglementation par comparaison ou « yardstick competition ».....</i>	<i>148</i>
Conclusion du chapitre 2.....	150

**PARTIE 2 LA DEREGLEMENTATION DU SECTEUR ELECTRIQUE EN AMERIQUE LATINE : LE CAS DE L'ARGENTINE, DU BRESIL, DU CHILI ET DE LA COLOMBIE**

CHAPITRE 3 : LA DEREGLEMENTATION EN AMERIQUE LATINE ENTRE DEUX MODELES PIONNIERS : LE CHILI ET L'ANGLETERRE.....	154
Introduction.....	154
<i>Section 1 Le Chili : le pionnier de la privatisation en Amérique Latine.....</i>	<i>158</i>
1.1 Le rétablissement des conditions économiques et financières.....	159
1.2 Deuxième étape : la privatisation et la constitution d'un marché de concurrence.....	162
1.3 Troisième étape : le retour de la démocratie.....	172
1.4 Conclusions de la section 1.....	187
<i>Section 2 L'Argentine : changements profonds et rapides dans le secteur.....</i>	<i>188</i>
2.1 Les grandes étapes historiques du développement du secteur.....	188
2.2 La privatisation, premier pas vers la déréglementation.....	196
2.3 La nouvelle structure de l'industrie après la déréglementation.....	198
2.4 Le cadre réglementaire argentin.....	204

2.5 Le fonctionnement du MEM.....	206
2.6 La performance du système issu de la déréglementation.....	214
2.7 Conclusions de la section 2.....	220
<b>CHAPITRE 4 : LES PROCESSUS DE LA COLOMBIE ET DU BRESIL.....</b>	<b>222</b>
<i>Section 1 La première vague de la déréglementation : la Colombie</i>	
1.1 Faits historiques du développement de l'industrie colombienne.....	222
1.2 Caractéristiques de l'industrie électrique colombienne.....	223
1.3 Le nouveau cadre réglementaire colombien.....	228
1.4 Le processus de privatisation.....	231
1.5 La structure du nouveau marché.....	234
1.6 Le fonctionnement du marché de gros.....	245
1.7 La performance du système après la déréglementation.....	249
1.8 Conclusions de la section 1.....	257
<i>Section 2 Le Brésil : Une privatisation de grande ampleur.....</i>	<i>259</i>
2.1 Repères historiques du développement de l'électricité.....	259
2.2 Caractéristiques de l'industrie électrique avant la déréglementation.....	266
2.3 Troisième étape : le nouveau cadre réglementaires brésilien.....	271
2.4 La plus grande privatisation.....	276
2.5 L'organisation du marché électrique brésilien.....	279
2.6 Le fonctionnement du marché grossiste.....	284
2.7 La performance de la déréglementation.....	287
Conclusions de la section 2.....	291
<b>CONCLUSIONS.....</b>	<b>293</b>
<b>TABLE DE SIGLES.....</b>	<b>302</b>
<b>ANNEXES.....</b>	<b>305</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>326</b>
<b>TABLE DE MATIERES.....</b>	<b>342</b>

## LISTE DE GRAPHIQUES ET TABLEAUX

### CHAPITRE 1

Graphique n°1.1 : Coûts moyens radiaux.....	43
Graphiques n°1.2 et 1.3 : La sous-additivité d'un monopole uniproduit.....	64
Graphiques n°1.4 et 1.5 : Convexité transversale radiale.....	71
Graphiques n°1.6 et 1.7 : Soutenabilité transversale radiale d'une fonction de coût....	73
Graphique n°1.8 : Quasi-convexité et courbes de iso-coûts.....	76
Tableau n°1.1 : Production électrique en Europe et aux Etats Unis (1920-1939).....	17
Tableau n°1.2 : Les conditions de sous-additivité pour le monopole naturel.....	79

### CHAPITRE 2

Graphique n°2.1 : Nombre annuel de fusions-acquisitions.....	94
Graphique n°2.2 : Nombre de fusions acquisitions par milliard de dollars de PIB réel.....	94
Graphique n°2.3 : L'équilibre du monopole.....	103
Graphique n°2.4 : La tarification au coût marginal et rendements d'échelle croissants.....	105
Graphique n°2.5 : Le price cap global et la price cap spécifique.....	134
Graphique n°2.6 : Le price cap idéal et le price cap par indice pondéré.....	137
Graphique n°2.7 : L'effet de la réglementation price cap de recette moyenne.....	141

### CHAPITRE 3

Graphique n°3.1 : Les prix de l'électricité après la déréglementation au Chili.....	160
Graphique n°3.2 : Le système de réglementation de prix au Chili.....	162
Graphique n°3.3 : Le cadre réglementaire au Chili.....	169
Graphique n°3.4 : Structure du marché électrique au Chili.....	171
Graphique n°3.5 : La concentration de la production d'électricité au Chili.....	175
Graphique n°3.6 : Structure de la propriété du secteur électrique au Chili après la privatisation.....	176
Graphique n°3.7 : La structure institutionnelle du secteur électrique argentin avant 1990.....	195
Graphique n°3.8 : Configuration Physique du SIN.....	197
Graphique n°3.9 : Unités de négoce privatisées à partir des monopoles publics.....	200
Graphique n°3.10 : La nouvelle structure du marché électrique argentin.....	209
Graphique n°3.11 : Organisation et fonctionnement du marché argentin.....	212
Graphique n°3.12 : Le système de prix sur le marché électrique argentin.....	214
Graphique n°3.13 : L'évolution des prix de l'énergie.....	216
Graphique n°3.14 : Evolution du prix moyen sur le marche de gros.....	218
Graphique n°3.15 : Evolution des tarifs moyens d' EDENOR après 1992.....	219
Graphique n°3.16 : Evolution des tarifs moyens d' EDESUR après 1992.....	
Tableau n°3.1 : Engagements par contrats de vente de puissance de COLBUN.....	180
Tableau n°3.2 : Tableau Récapitulatif de la crise Chilienne.....	186
Tableau n°3.3 : Production d'électricité selon les sources (%).....	192
Tableau n°3.4 : Le partage régional de production et de demande.....	194
Tableau n°3.5 : Evolution du nombre des agents sur le Marché de Gros.....	202
Tableau n°3.6 : Les deux mécanismes d'expansion de la transmission.....	217

## CHAPITRE 4

Graphique n°4.1 : La structure du secteur électrique colombien en 1992.....	224
Graphique n°4.2 : Pertes des entreprises de distribution.....	227
Graphique n°4.3 : Le cadre institutionnel colombien.....	230
Graphique n°4.4a : Production d'électricité, la participation publique et privée.....	233
Graphique n°4.4b : Evolution de la capacité installée durant la privatisation (1995-98)	233
Graphique n°4.5 : La nouvelle structure du marché.....	235
Graphique n°4.6 : Les apports hydrauliques et les demandes moyennes dans les saisons sèche et humide.....	236
Graphique n°4.7 et 4.8 : L'évolution du nombre d'agents sur le marché colombien...	239
Graphique n°4.9 : Nombre d'entreprises par activité.....	243
Graphique n°4.10 : La situation de la dette non recouvrée.....	244
Graphique n°4.11 : Fonctionnement du marché colombien.....	247
Graphique n°4.12: Le système de prix en Colombie.....	248
Graphique n°4.13: Demande annuelle d'électricité.....	250
Graphique n°4.14: Taux de croissance de la demande.....	250
Graphique n°4.15: Transactions en Bourse, contrats et demande commerciale.....	250
Graphique n°4.16: Transactions en Bourse et contrats Vs. Prix de bourse mensuel...	251
Graphique n°4.17 : Achats d'énergie sur la bourse par les producteurs et commerçants	252
Graphique n°4.18 : Prix de l'énergie de la bourse et capacité d'offre du barrage.....	253
Graphique n°4.19 : Transactions sur la bourse et par contrats des producteurs.....	254
Graphique n°4.20 : Transactions sur la bourse et par contrats des commençants.....	255
Graphique n°4.21: Evolution des prix de la bourse et des contrats.....	256
Graphique n°4.22 : Valeur moyenne annuelle des composantes de la formule tarifaire	257
Graphique n°4.23 : Structure institutionnelle basée sur le monopole d'Etat.....	265
Graphique n°4.24 : Structure de la production électrique au Brésil.....	267
Graphique n°4.26 : Investissements du secteur vers la fin de la période étatique.....	271
Graphique n°4.27 : Les nouvelles institutions du marché électrique brésilien.....	275
Graphique n°4.28 : La structure du nouveau marché d'énergie.....	282
Graphique n°4.29 : Le système de prix dans le marché brésilien.....	286
Tableau n°4.1 : Participation des agents sur la capacité de stockage.....	237
Tableau n°4.2 : Indicateurs du degré d'intégration verticale de l'industrie électrique...	238
Tableau n°4.3 : Les agents de transmission par voltages supérieurs à 220 KV.....	240
Tableau n°4.4 : Restrictions du transport %.....	240
Tableau n°4.5 : Nombre des usagers et consommation d'énergie par secteurs.....	243
Tableau n°4.6 : Evolution de la capacité installée.....	264
Tableau n°4.7 : Capacité installée par rapport au type de concession.....	264
Tableau n°4.8 : Brésil: origines des ressources du secteur électrique.....	270

## Introduction

Trois processus, qui correspondent à des enjeux économiques distincts, sont généralement regroupés dans le terme *déréglementation* : la privatisation, la libéralisation et la déréglementation<sup>1</sup>. La privatisation se définit comme un transfert de propriété du secteur public vers le secteur privé, c'est-à-dire « un mouvement général de désengagement de l'Etat de l'intervention directe dans l'économie »<sup>2</sup>. La libéralisation implique l'ouverture à la concurrence de marchés auparavant monopolistiques. Enfin, la déréglementation *strictu sensu* instaure la modification des mécanismes réglementaires dans le but de constituer un marché de concurrence parfaite. Complémentaires, ces processus dépendent les uns des autres lorsqu'il s'agit d'introduire la concurrence sur un marché. Ils ont en commun d'être guidés par le souci de l'efficacité économique (Stoffaës, 1995).

Certes, au Chili en 1973, sous la dictature militaire<sup>3</sup>, et en Angleterre en 1988, sous l'impulsion du gouvernement conservateur<sup>4</sup>, des expériences pionnières ont concerné, dans un premier temps, la structure des réseaux électriques dans le but de privatiser et non d'installer la concurrence. Cependant, à l'issue de ces expériences, il est apparu que seule la privatisation opère un transfert de droits de propriété et modifie la géométrie du système de régulation du marché en dé-intégrant le réseau. Ainsi, la privatisation est considérée comme une condition nécessaire mais non suffisante à l'amélioration des performances économiques (Curien, 1994).

La taille et la structure du marché sont déterminantes dans le processus de libéralisation. Le nombre d'entreprises détermine la structure du marché et la manière selon laquelle elles s'articulent tantôt entre l'amont et l'aval, tantôt horizontalement. Selon Bain (1956), trois caractéristiques des industries de réseaux constituent des barrières à l'entrée : l'avantage absolu en termes de coûts, les économies d'échelle et la différenciation des produits. S'il est onéreux de quitter une industrie de réseau, du fait des coûts irrécupérables (*sunk costs*), cela l'est tout autant pour y entrer. Les coûts de sortie, au même titre que les coûts d'entrée,

---

<sup>1</sup> Curien Nicolas, 1994, Régulation des réseaux : approches économiques, dans Réalités industrielles, Annales des Mines, Paris, p20.

<sup>2</sup> Laffont Jean-Jacques, 1995, Privatisation et incitations, dans Les privatisations : un état des lieux, Revue Economique, vol 47, N°6, 1996, Paris, p1239.

<sup>3</sup> Altomonte H. et Moguillansky G., 1999, La crisis eléctrica en Chile : Del modelo a imitar a principio de los noventa al modelo a evitar en el 2000 ?, Santiago, p2.

<sup>4</sup> Ruff Larry, 2001, Replacing the Pool in the UK : Justification for and Effects of the New Electricity Trading Arrangements, World Bank, CREG-CIDA, CERI, Cartagena, Colombia, p4.

conditionnent ainsi l'entrée d'une firme sur le marché. Enfin, dans une situation idéale où l'entrée et la sortie sont libres, le marché est dit parfaitement contestable (Baumol, Panzar et Willig, 1982).

La notion de déréglementation *stricto sensu* est conçue comme l'un des éléments du système global de régulation d'un marché. Elle correspond à l'ensemble des moyens par lesquels les pouvoirs publics influencent le fonctionnement de l'activité économique. En l'occurrence, la déréglementation vise à déterminer la structure et l'évolution des prix, à contrôler le processus d'entrée de nouvelles firmes, à structurer l'offre du secteur, et à fixer les seuils de rentabilité des entreprises (Encaoua, 1986). Les nouvelles écoles de la réglementation ont cherché à définir les moyens dont dispose la tutelle réglementaire, depuis des procédures administrées, rigides, basées sur la condition d'information complète, jusqu'à des mécanismes incitatifs, qui cherchent à faire révéler l'information et qui sont fondés sur la théorie des jeux ou celle de la théorie des contrats (relation principal-agent).

La déréglementation constitue l'un des changements majeurs du dernier siècle dans l'industrie électrique. Elle a débuté au Chili et en Angleterre, puis elle s'est répandue par delà le monde<sup>5</sup>.

### **L'Amérique Latine lors de la dernière déréglementation**

L'étape de modernisation intensive du secteur électrique, en Amérique Latine, s'est développée au lendemain de la Deuxième Guerre mondiale. Sous une forme analogue à la démarche européenne, elle a été dirigée par l'état. Ce processus porte aussi bien sur le niveau des avancements techniques que sur les formes institutionnelles de régulation. Ce mouvement de modernisation s'oppose à celui des Etats Unis où, depuis la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, les réseaux modernes ont toujours été traditionnellement développés par le secteur privé. De façon générale, ce que dit Stoffaës (1994) sur l'Europe vaut pour l'Amérique Latine : « Pendant une quarantaine d'années, de la guerre jusqu'à la décennie 1980, le régime institutionnel de régulation changera peu, tout ou moins dans les grands pays, permettant une expansion harmonieuse de l'industrie électrique »<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Sondreal E., Jones M. et Groenewold G., 2001, Tides and Trends in the World's Electric Power Industry, The Electricity Journal, Elsevier Science Inc., vol. 14, p15.

<sup>6</sup> Stoffaës Christian, 1994, Histoire de la régulation : la formation historique du monopole électrique, dans Réalités industrielles, Annales des Mines, Paris, p16.

Certes, en tant que résultat de l'histoire conjuguée des conditions économiques, des dotations en ressources naturelles et des civilisations de chaque pays, les réglementations latino-américaines diffèrent de celles de l'Europe et présentent en outre une certaine hétérogénéité. Toutefois, il existe certaines ressemblances : la nationalisation de l'industrie, l'intégration verticale dans une organisation nationale avec le plus souvent un organe régulateur qui dépend d'un ministère d'Etat. En général, ces monopoles publics répondaient à l'obligation de desserte et leurs tarifs étaient contrôlés par l'autorité régulatrice. Ceci entraînait le contrôle des investissements, étant donné que les prix incorporaient les amortissements et les charges financières (Stoffaës, 1994).

### **Les débats soulevés par la déréglementation en Amérique Latine**

Les premières vagues de réforme sont apparues dans les années 1970. Elles ont pénétré toute l'Amérique Latine en suscitant de larges débats au cours desquels émergent plusieurs questions. Cette thèse tente d'apporter quelques éléments de réponse, en tirant toutes les leçons possibles des réformes passées :

- Comment garantir un équilibre optimal entre l'offre et la demande sur un marché énergétique ?
- Quelle est la structure de marché la plus adéquate pour un marché déterminé ?
- Quels sont dans ce contexte les principes de base de régulation et quel peut être le rôle de l'Etat ?
- Quel est le mécanisme le plus approprié pour la formation d'un marché : les enchères ou les appels d'offres ?
- Les mécanismes centralisés et obligatoires des enchères sont-ils toujours nécessaires au bon fonctionnement du marché ?
- A-t-on ou non atteint l'objectif de production des services à moindre coût ?
- L'accès de tous aux services jugés indispensables est-il encore assuré ?
- Les pouvoirs publics peuvent-ils, dans la mesure du possible, réduire les inégalités entre usagers des services ?

Globalement, ces questions peuvent être synthétisées en deux grandes problématiques. La première tourne autour de l'efficacité des nouvelles formes de régulation. Ici, afin de faire le bilan des coûts et des avantages, un travail d'évaluation méthodique s'impose car toute réforme peut à la fois supprimer des gaspillages et générer de nouveaux coûts. De plus, un tel type de réforme qui peut s'avérer ici efficace, peut susciter ailleurs trop de coûts ou tout

simplement, elle peut être inappropriée par rapport à la réalité économique, politique, énergétique voire culturelle. Autrement dit, c'est toujours la réalité qui nous indique que la même réforme n'est pas nécessairement reproductible partout dans le monde.

La seconde question concerne l'exercice de la solidarité : il est nécessaire de savoir si les nouvelles réformes tiennent compte des insuffisances des réseaux en matière de solidarité. C'est la recherche d'un nouvel équilibre entre équité, efficacité et participation qui se trouve donc au cœur du débat, c'est à dire le rôle social des industries de réseaux (Stoffaës, 1995).

### **Les causes du changement**

Le grand tournant ayant bouleversé l'économie mondiale, et notamment les industries de réseau, se situe autour des années 1970. Plusieurs événements en sont à l'origine. Ils concernent à la fois le contexte économique (en particulier les chocs pétroliers et la libéralisation) et le mode de fonctionnement des réseaux (notamment les contraintes technologiques des réseaux).

En ce qui concerne les réseaux électriques nord-américains, Joskow (1989) signale qu'à la suite des chocs pétroliers, la croissance de la productivité a totalement cessé. La montée spectaculaire des coûts, notamment des combustibles, et des taux d'intérêt a en effet provoqué une stagnation à la fin des années 1970, lorsque « la résistance du régulateur à changer les prix entraîna le déclin précipité de la performance financière »<sup>7</sup>. Il souligne aussi que « c'étaient les chocs économiques des années 1970, notamment après 1973, qui ont donné lieu à la commotion économique et politique et aux pressions résultantes pour le changement (réglementaire) »<sup>8</sup>.

Rappelons que, pendant la décennie qui a suivi les chocs pétroliers, la libéralisation mondiale est devenue une contrainte pour l'Amérique Latine. Durant cette période, les économies nationales sont devenues de plus en plus interdépendantes, obligeant les gouvernements à accroître la productivité et la qualité par le biais de la concurrence<sup>9</sup>. De plus, les faibles performances des entreprises électriques des pays du Sud, caractérisées par des taux de rendement, variant de 2,8 à 7,3% (voire le graphique n°0.1) et des tarifs de l'ordre de

---

<sup>7</sup> Joskow Paul, 1989, Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry, dans Economic Regulation, An Elgar reference Collection, Northampton, MA, 2000, p475.

<sup>8</sup> Ibid, p498.

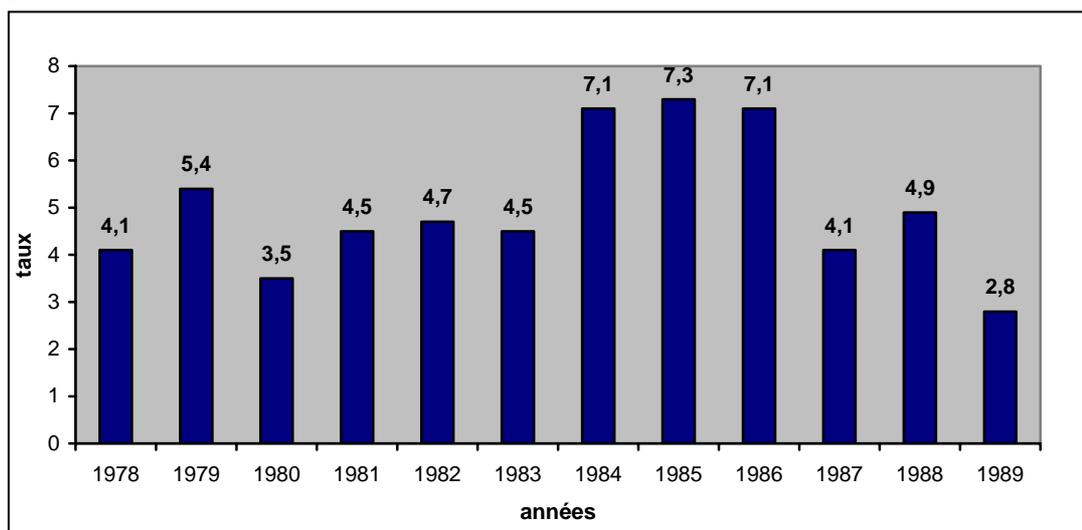
<sup>9</sup> Stoffaës Christian, 1995, Services Publics : Question d'avenir, Editions Jacob, La Documentation Française, Paris, p127.

3,79 \$USAcc/KWh à la fin des années 1980, ont conduit à une véritable pénurie des capitaux<sup>10</sup>.

Dans les années 1980, la faible activité financière en Amérique Latine a affecté le niveau des investissements dans les industries de réseaux, du fait de leur grande dépendance hydraulique et, par conséquent, de leur grand besoin de capitaux pour amortir les coûts fixes.

La libéralisation et la réforme du secteur énergétique dans les pays développés correspondent à un processus qui vise à introduire la concurrence dans une industrie mature, en cherchant à la rendre plus efficace, plus transparente, et à abaisser les coûts. En revanche, dans les pays dits « sous-développés », caractérisés par des déficits chroniques de financement, « le processus est motivé notamment par le désir d'attirer le financement étranger afin de satisfaire la demande croissante » (Sioshansi, 1999).

*Graphique n°0.1: Taux de rendement du secteur électrique des "pays en voie de développement".*



Source : Banque Mondiale (1994). **Basé sur un échantillon de 57 pays.**

Dans ces conditions, une demande d'efficacité accrue et une pression à la libéralisation des marchés s'exercent sur les réseaux (Stoffaès, 1995). La libéralisation est présentée comme le seul mécanisme susceptible d'inciter les capitaux à pénétrer les marchés, de les rendre plus

---

<sup>10</sup>Banque Mondiale, 1994, Rapport de la Banque Mondiale sur le secteur électrique dans les « Pays en Voie de Développement » 1994, Washington.

concurrentiels, donc de soulager l'asphyxiant et longue « sécheresse des capitaux » des pays du Sud. Ceci explique la vague de réformes des deux dernières décennies, dans le sens d'une libéralisation économique mondiale où les pays du Sud, dont ceux d'Amérique Latine, ont peu d'alternatives : stagner ou libéraliser pour s'ouvrir au capital étranger.

### **Les sciences économiques et l'économie industrielle**

Dans leurs travaux théoriques, les auteurs en économie industrielle n'ont pas cessé de soutenir que l'une de leurs préoccupations essentielles est de confronter les hypothèses posées à la réalité des faits industriels (Arena, 1991).

L'histoire des faits économiques de l'économie industrielle est aussi ancienne que l'histoire de l'industrie. Il n'est pas surprenant donc que la genèse de l'économie industrielle ait été profondément liée à l'un des grands bouleversements industriels de l'histoire moderne que constitue la révolution industrielle anglaise.

Ainsi, bien que depuis la Seconde Guerre Mondiale, l'économie industrielle ait connu un remarquable essor, sa naissance est inscrite dans la genèse de la révolution industrielle anglaise, puis elle s'est répandue dans les milieux économiques européens (Morvan, 1991).

Si Adam Smith (1723-1790) n'a pas été pleinement conscient des changements technologiques qui se sont produits durant la révolution industrielle anglaise, il a cependant pu formuler les hypothèses permettant de comprendre l'évolution économique de son époque (Einaudi, 1953). Ceci est tout simplement dû au fait qu'il n'avait pas vécu toute cette période (qui s'amorce à la fin du 18<sup>ème</sup> siècle en Angleterre<sup>11</sup>) ou qu'il ne s'attendait pas à ce que ses arguments en faveur de la liberté économique et de la libre concurrence dans les échanges, nationaux et internationaux, ne se répandent aussi largement au cours des décennies suivantes.

Pourtant, *La Richesse des Nations* (1776) fournit la justification théorique à l'activité des entrepreneurs et des industriels qui se trouvent à l'avant garde de ces changements technologiques, et elle est de loin parmi les œuvres classiques la plus importante de la fin du 18<sup>ème</sup> siècle, selon Schumpeter (1972).

---

<sup>11</sup> Bénichi (1990) précise que les changements majeurs de la révolution industrielle anglaise se sont réalisés dans la période entre 1780 et 1850. Bénichi R., et Nouchi M., 1990, p34.

L'apparition des premières réflexions économiques relatives à l'industrie se situent au cœur de la révolution industrielle anglaise. Dès le début du 19<sup>ème</sup> siècle, trois pays de l'Europe occidentale ont largement élaboré les éléments d'une économie industrielle en formation : l'Allemagne, la France et la Grande Bretagne. Parmi les précurseurs de l'économie industrielle, Marshall (1890) apparaît comme l'un des auteurs classiques des plus remarquables. Si on lui doit les fondements théoriques les plus solides de l'économie industrielle, c'est de son propre aveu, grâce à l'influence de ses maîtres classiques tels que Ricardo, Jevons, Mill, Cournot et von Thünen<sup>12</sup>.

Depuis la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, la pensée économique nord-américaine, fondée sur des bases historicistes et institutionnalistes venues d'Europe, a joué un rôle majeur, unificateur et prédominant à partir des années 1930.

Selon Lévêque (1998), tout au long du 20<sup>ème</sup> siècle, quatre écoles de l'économie industrielle ont rassemblé les théories sur la réglementation des marchés, en aboutissant à des prescriptions normatives différentes : l'économie publique (Pigou, 1932), l'économie industrielle (Stigler, 1971 ; Posner, 1974 ; Peltzman, 1976), la nouvelle économie publique (Laffont Tirole, 1993) et l'économie institutionnelle (Coase, 1960 ; Williamson, 1975).

Aujourd'hui, au début du troisième millénaire, Morvan (1991) considère que trois tendances traversent « la nouvelle économie industrielle ». Il y a d'abord la « théorie des marchés contestables », qui traite les structures industrielles sur la base des notions de « contestabilité et de soutenabilité ». Ensuite, l'introduction des notions d'irréversibilité, d'asymétrie et d'incertitude informationnelles tend à gouverner le champ stratégique de la firme. Enfin, l'utilisation de la « théorie des jeux » permet d'analyser les stratégies des agents selon une démarche déductive, s'inscrivant dans le prolongement des travaux de Bertrand et Cournot.

### **Objectifs et portée de cette thèse**

Dans le cadre de notre problématique, consistant à étudier les caractéristiques de la déréglementation du secteur électrique d'Amérique Latine, notre recherche se décompose en deux parties.

La première partie de notre travail s'attache à analyser les déterminations qui constituent la base de l'émergence, les caractéristiques, la nature et le fonctionnement du monopole

---

<sup>12</sup> Béraud Alain et Faccarello Gilbert, 2000, Nouvelle histoire de la pensée économique, tome 2, Des premiers mouvements socialistes aux néoclassiques, Editions La Découverte, Paris, p208.

naturel (Chapitre I). Ainsi, nous analysons les conditions matérielles qui permettent aux industries de réseau de bénéficier d'économies d'échelle et d'envergure en générant des outputs multiproduits. Puis, sachant que la convergence des économies d'échelle et d'envergure n'entraîne pas forcément l'existence d'un monopole naturel, nous étudions le phénomène de la sous-additivité, censé être au sein de la production lorsqu'une industrie de réseau devient monopole naturel.

Le chapitre 2 est centré sur la théorie normative, qui constitue la base de la réglementation des industries de réseau. Il s'emploie à rechercher les objectifs de la réglementation des marchés et la manière dont ils se sont renouvelés à travers le temps, tout en mettant l'accent sur certaines tendances liées à la gestion monopolistique, telles que la concentration, l'intégration verticale et horizontale et les politiques antitrust aux Etats-Unis. Etant donné que la « Nouvelle économie industrielle » introduit au cœur de la déréglementation la problématique de l'information, nous détaillons notre travail par rapport à la réglementation en information complète et en information asymétrique. L'introduction d'une révision de la réglementation par plafond de prix procure une perspective élargie de l'un des derniers renouvellements de la réglementation, mise en œuvre en Angleterre, pays pionnier dans la dernière vague de déréglementation des industries de réseau.

Malgré les efforts pour développer de nouvelles approches théoriques sur la déréglementation, le bon sens et les études empiriques sur les industries de réseau semblent quelquefois plus claires que le travail théorique. Les analyses empiriques peuvent aider les théoriciens à mettre en œuvre des modèles plus réalistes et opérationnels<sup>13</sup>. Ainsi, notre deuxième partie constitue une approche de la déréglementation plus positive que normative en cherchant à discerner les pratiques mises en place en Amérique Latine.

La deuxième partie de notre travail est donc essentiellement empirique. Elle propose une lecture positive des expériences mises en place en Amérique Latine, notamment par l'analyse des cas du Chili, de l'Argentine, de la Colombie et du Brésil. Ainsi, dans le cadre du chapitre 3, nous analysons les processus de déréglementation du secteur électrique chilien et argentin. Ce choix est indispensable, étant donné que l'expérience de déréglementation chilienne est la première du monde dans cette dernière vague de déréglementation du 20<sup>ème</sup> siècle. L'Argentine est par ailleurs le premier pays latino-américain à avoir mis en œuvre le modèle britannique, qui a largement influencé les politiques de déréglementation des processus des années 1990.

---

<sup>13</sup> Laffont et Tirole, 1993, pxxvii.

Le quatrième chapitre est relatif aux expériences colombienne et brésilienne. L'analyse de l'expérience colombienne nous paraît justifiée, du fait du dynamisme de la déréglementation de ce pays et des graves obstacles que doit surmonter le secteur électrique dans un pays andin. L'étude de l'expérience brésilienne est pleinement justifiée, par la nature de ce pays à géographie continentale qui était le modèle en Amérique Latine de l'ancien système du secteur électrique dirigé par l'Etat. En fait, à l'exception du Chili, pays pionnier, la plupart des pays latino-américains ont utilisé le modèle anglais comme base de leur déréglementation, par exemple : le Pérou, la Bolivie, l'Uruguay. D'autres comme le Venezuela, le Mexique ou l'Equateur, n'ont pas mis en place une mutation radicale public-privé dans le secteur électrique.

Après avoir discuté et tiré les leçons de chacune des expériences analysées dans les chapitres 3 et 4, nous terminons, en guise de conclusion, une synthèse récapitulant les grandes caractéristiques des expériences de déréglementation dans ces pays et une comparaison avec le modèle anglais afin de soulever leurs particularités.

**PARTIE 1 : LES INDUSTRIES DE  
RESEAU MODERNES, LE MONOPOLE  
NATUREL ET LA DEREGLEMENTATION**

## Chapitre 1 : La genèse du monopole naturel

### Introduction : Les industries de réseau modernes et le monopole naturel

Le travail humain, perpétué depuis le début des temps, qui implique une gestuelle ainsi que l'utilisation d'outils, a engendré la technique. En sus, tous ces gestes sont le produit d'une accumulation de savoir, ils concernent les applications de la connaissance théorique. « Tout est technique, disait Braudel (1979) : l'effort violent, mais l'effort patient et monotone des hommes sur le monde extérieur ; ces mutations vives que nous appelons un peu vite révolutions, mais aussi les améliorations lentes des procédés et des outils et ces gestes innombrables »<sup>1</sup>.

Technique et réseaux de transport sont omniprésents dans l'histoire de l'humanité et ce dès le moment où l'homme a eu besoin de faire des échanges. De nombreux exemples émaillent l'histoire : l'ancienne et célèbre route de la soie qui entrelaçait la Méditerranée et l'Orient lointain<sup>2</sup>, la vallée du Nil qui était la colonne vertébrale de l'Empire Egyptien, les routes pavées de l'Empire Maya qui existent encore aujourd'hui<sup>3</sup>, le réseau des Chasquis incas qui permettait au roi Inca de manger à Cuzco du poisson frais pêché en mer le même jour<sup>4</sup>, le réseau des canaux qui permit à la révolution industrielle anglaise de se fournir en charbon<sup>5</sup>, la construction des réseaux de voies ferrées au 19<sup>ème</sup> siècle qui s'amorce en 1825 avec l'ouverture de la première ligne charbonnière Stockton-Darlington en Grande Bretagne<sup>6</sup>.

Cependant, ce n'est qu'à partir du 19<sup>ème</sup> siècle que le chemin de fer, le bateau à vapeur, le télégraphe et le téléphone en tant que réseaux, amorceront le début des véritables communications de masse. Wagemann (1952) avait certainement raison lorsqu'il disait qu'il

---

<sup>1</sup> Braudel F.(1979), Les structures du quotidien : Le possible et l'impossible, *Civilisation matérielle, économie et capitalisme, 15<sup>ème</sup>-18<sup>ème</sup> siècles*, Tome 1, Armand Collin, Paris, p291.

<sup>2</sup> « Venise n'est-elle pas, mieux que toute autre ville italienne, liée à l'Allemagne et à l'Europe centrale qui sont les plus sûrs clients pour le coton, le poivre et les épices et la source privilégiée du métal blanc, clef du commerce du Levant ? » Braudel F.(1979), *Le temps du Monde, Civilisation matérielle, économie et capitalisme, XV<sup>e</sup>-XVIII<sup>e</sup> siècles*, Tome 3, Armand Collin, Paris, p97.

<sup>3</sup> Thompson Eric, 1993, *Grandeur et décadence de la civilisation maya*, Editions Payot & Rivages, Paris, p177.

<sup>4</sup> Après le vaste réseau d'irrigation ce sont les routes de l'Empire Inca qui soulevèrent le plus d'admiration chez les conquérants espagnols. L'un des chroniqueurs de l'époque, Gutierrez de Santa Clara, va jusqu'à dire qu'elles étaient même supérieures aux fameuses routes militaires des Romains. Karsten Rafael, 1993, *La civilisation de L'Empire Inca, Un Etat totalitaire du passé*, Editions Payot & Rivages, Paris, p85.

<sup>5</sup> Voir carte des canaux navigables en Angleterre vers 1830. Braudel F.(1979), *Le temps du Monde, Civilisation matérielle, économie et capitalisme, 15<sup>ème</sup>-18<sup>ème</sup> siècles*, Tome 3, Armand Collin, Paris, p507.

<sup>6</sup> Asselain Jean-Charles, (1991), *Histoire Economique, de la révolution Industrielle à la première guerre mondiale*, Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, Dalloz, Paris, p34.

n'y aurait « dérouté de l'espace » qu'à partir de 1857, avec l'installation du premier câble maritime intercontinental<sup>7</sup>. Durant la même période, les réseaux énergétiques, tels que ceux du gaz, du pétrole et de l'électricité, ont ébauché une rupture radicale avec tous les systèmes énergétiques connus jusqu'alors, si bien qu'on peut dire comme Debeir (1986), que nous sommes dans l'âge des réseaux<sup>8</sup> car ils ont été développés à l'échelle planétaire pour la première fois dans l'histoire de l'humanité.

En outre, bien que technique, besoins de transport et usage des réseaux de transport, se sont développés au fil de l'histoire humaine, la technique n'est pas uniquement le levier des changements structurels, c'est également celui de la multiplication des actions, à l'image de « engrenage ». White (1971) disait que les lunettes, en se généralisant au 15<sup>ème</sup> siècle, avaient favorisé l'essor intellectuel de la Renaissance européenne comme une sorte de déterminisme technologique<sup>9</sup>. Pourtant, il y a eu bien d'autres facteurs qui ont participé à ce phénomène, comme le développement de l'imprimerie, la généralisation de l'éclairage et surtout, comme le diraient les économistes, cette passion nouvelle de lire et de connaître exprimée sous la forme de « demande désirée » de connaissances. Donc, c'est bien la société toute entière qui a son mot à dire dans un débat où la technique n'est pas le seul acteur de l'évolution. En termes mathématiques : la technique est une condition nécessaire mais sans doute pas suffisante pour expliquer une telle progression.

En fait, après la révolution industrielle anglaise des 18<sup>ème</sup> siècle et 19<sup>ème</sup> siècles<sup>10</sup>, la demande d'énergie qu'entraînait l'industrialisation est devenue presque insatiable ; cette demande, étant diffuse il fut nécessaire pour la satisfaire, d'adapter l'offre afin d'approvisionner l'ensemble des lieux de consommation. La production d'énergie dans le capitalisme du 20<sup>ème</sup> siècle, fondée sur le recours généralisé au combustible fossile non renouvelable, a donc dû forcément se déplacer vers les centres de consommation. Ainsi la plupart des sociétés de gaz, d'électricité ou de pétrole deviennent acteurs, à la fois de la

---

<sup>7</sup> Wagemann Ernst, 1952, *Economia Mundial*, II.

<sup>8</sup> Debeir J-C, Déleage J-P et Hémerly D., 1986, *Les servitudes de la puissance, une histoire de l'énergie*, Flammarion, Paris, p175.

<sup>9</sup> White Lynn, 1971, Cultural climates and technological advances in the Middle Ages, Viator, vol 4, p171.

<sup>10</sup> La révolution industrielle anglaise, avec la révolution néolithique sont considérées par Bairoch (1983) comme les deux faits majeurs de l'évolution des sociétés humaines. Bairoch Paul, 1983, *Le Tiers-Monde dans l'impasse, Le démarrage économique du 18<sup>ème</sup> siècle au 20<sup>ème</sup> siècle*, Gallimard, Paris, p17. Pour Braudel (1979), entre les deux dernières révolutions, il y a eu une première révolution hydraulique et éolienne au 10<sup>ème</sup> siècle, une deuxième de l'imprimerie, des armes à feu, et des bateaux à voile au 15<sup>ème</sup>-16<sup>ème</sup> siècles, et finalement la révolution anglaise. Voire, avant la dernière, la révolution agraire au 17<sup>ème</sup> siècle. Braudel F., 1979, *Les*

production, du transport et de la distribution, constituant ainsi de vastes réseaux interconnectés.

D'un côté, sur un réseau déterminé, la vision technique de l'ingénieur correspond d'abord à l'interconnexion des équipements de production avec les centres de consommation. Le rôle de réseau est alors de contribuer à transporter les flux de personnes, de matière, d'énergie ou d'information. Dès lors, les réseaux vus sous l'angle technique existent en tant qu'architecture ou topologie d'une infrastructure d'interconnexion, qui exige une planification déterminée pour prévoir les flux du trafic sur les arcs, en fonction de la demande sur chacun de ses nœuds. D'un autre côté, l'approche économique des réseaux cherche plutôt à mettre en relation les fournisseurs et les consommateurs de certains biens ; par conséquent, ce qui est intéressant pour l'analyse, ce sont les caractères déterminants tels que : la production, la structure des coûts, les profils des demandes et des consommateurs, aussi bien que les principes de tarification et les mécanismes de régulation, (Curien, 2000). Dans un tel contexte, plusieurs interrogations émergent :

- Quelles sont les caractéristiques et la nature du monopole naturel ?
- Comment les économies d'échelle et d'envergure contribuent-elles à la constitution du monopole naturel ?
- Comment peut-on saisir la sous-additivité au sein d'une industrie censée être en situation de monopole naturel ?
- Quelles sont les catégories qui nous permettent de comprendre le phénomène du monopole naturel monoproduit et multiproduit ?
- Quelles sont les conditions qui génèrent l'émergence du monopole naturel au sein des industries de réseau ?

A travers ce questionnement, l'objectif de ce chapitre est de présenter les principaux aspects relatifs à l'émergence, les caractéristiques, la nature et le fonctionnement du monopole naturel. Pour cela, il est essentiel d'avoir d'abord une vision générale historique du développement des réseaux.

## Section 1 Les industries de réseaux énergétiques, les grandes lignes d'une d'histoire

Toute société contient en son sein des forces qui la maintiennent et des forces subversives qui travaillent à la briser. C'est de ce conflit permanent, latent et de longue durée, que peuvent émerger des phénomènes révolutionnaires en guise de manifestations volcaniques brèves, de courte durée (Braudel, 1979). La révolution industrielle anglaise<sup>11</sup>, qui a déclenché des processus de transformation encore présents, n'échappe pas à cette règle générale qui associe le lent et le rapide. Elle est constituée d'une série d'événements vifs, rapides, auxquels succèdent des périodes de changements ralentis. Bénichi (1990) précise les chevauchements de périodes vives et d'accalmie depuis la révolution industrielle anglaise, autour de trois périodes révolutionnaires (première révolution 1780/1810, deuxième 1890/1900 et troisième 1970/1980) se déroulant par vagues successives chacune empiétant sur la précédente, ce qui empêche de dater le passage de l'une à l'autre<sup>12</sup>.

En outre, bien qu'il nous semble que les changements technologiques défilent devant nous aujourd'hui d'une façon accélérée, l'histoire des civilisations nous montre qu'ils évoluent lentement, avec difficultés, de façon complexe. La société répète des solutions connues, acquises et cherche à écarter tout danger avant de s'investir. Ainsi, toute invention qui frappe à sa porte doit attendre des années voire des siècles pour être finalement introduite dans la vie quotidienne. De nombreux exemples peuvent être pris pour illustrer cette affirmation, notamment celui d'une innovation dite dominante : la machine à vapeur de Watt en 1765. Utilisée d'abord dans les mines de charbon, celle-ci a dû attendre les inventions de Stephenson, en 1814, pour déboucher sur la construction en 1829 d'une locomotive<sup>13</sup> (Garrigou-Lagrange, 1986). Puis, la fin des années 1830, avec la roue à engrenage qui permettait l'usage industriel de la vapeur, pour voir finalement son usage généralisé dans la navigation hauturière dans le premier quart du 20<sup>ème</sup> siècle<sup>14</sup> (Asselain, 1991).

---

<sup>11</sup> Le terme de Révolution Industrielle en référence au processus industriel anglais amorcé au XVIII<sup>ème</sup> siècle, a été créé par un économiste français, le frère du célèbre révolutionnaire Auguste Blanqui. Blanqui Adolphe, 1837, *Histoire de l'économie politique en Europe depuis les Anciens jusqu'à nos jours*, II, p209.

<sup>12</sup> Bénichi Régis et Nouschi Marc, 1990, *Histoire Economique Contemporaine : La croissance du 19<sup>ème</sup> au 20<sup>ème</sup> siècles*, Ellipses, Paris, p34.

<sup>13</sup> Garrigou-Lagrange André et Penouil Marc, 1986, *Histoire des faits économiques de l'époque contemporaine*, deuxième édition, Dalloz, Paris, p79.

<sup>14</sup> Vers 1870, les navires à vapeur ne représentent encore qu'un septième du tonnage de la flotte mondiale. Le tonnage de la flotte à vapeur dépasse pour la première fois la moitié du tonnage total en Grande-Bretagne dès 1883 (pour atteindre 93 % en 1913) et il en est de même pour la flotte mondiale quelques années plus tard.

## 1.1 La révolution industrielle anglaise et les réseaux

Lorsque la maîtrise du marché a été rendue possible, la révolution des transports évoquée par Crouzet (1978) s'est située au cœur de la révolution industrielle anglaise, grâce aux réseaux qui lui ont permis de renfoncer l'unification d'un marché planétaire. Dès la fin du 18<sup>ème</sup> siècle ses effets ont touché les réseaux anciens, comme les routes à péage, les canaux, la navigation hauturière et les navires de cabotage.

Ensuite, ce fut le tour du chemin de fer, de la marine à vapeur, plus particulièrement d'un réseau énergétique, celui du charbon anglais et puis des télécommunications. En effet en l'espace de quelques décennies, un réseau mondial de télécommunications avait été mis en place pour contribuer à la formation d'un nouvel espace économique mondial qui, en 1858 comptait déjà 16.000 km. de lignes télégraphiques, pour l'essentiel en Europe et aux Etats Unis.

Ensuite, après la découverte du pétrole à Titusville dans l'Etat de Pennsylvanie en 1859, une nouvelle époque énergétique vit le jour, dont les réseaux de gaz et de pétrole jouent encore aujourd'hui, un rôle déterminant dans le développement industriel mondial.

Finalement, ce n'est qu'à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle qu'allait commencer l'essor des réseaux électriques. Après les découvertes de la houille blanche de Bergès en 1869, de la dynamo de Gramme en 1871 ou de la lampe à filament d'Edison en 1879, il faudra encore attendre quelques décennies, c'est-à-dire jusqu'à la moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, pour que de véritables réseaux électriques à l'échelle nationale soient construits dans les pays du Nord et, plus tard, au milieu du 20<sup>ème</sup> siècle, dans la plupart des pays du Sud.

Au Royaume Uni, les bassins charbonniers à fortes réserves des vallées écossaises et du pays de Galles, assuraient non seulement la forte demande nationale due à la révolution industrielle mais aussi un vaste réseau d'exportations outre-mer<sup>15</sup>. C'était la toute puissante « Mining Association of Great Britain » qui se chargeait de ravitailler un réseau devenu également la trame du commerce anglais, car les navires étaient assurés à la fois de se fournir de combustible dans les « emporia » charbonniers et de transporter des marchandises de cale.

A Malte et Gibraltar, Aden et Port-Saïd, Singapour, Colombo et Hong Kong, Buenos Aires et Santiago du Chili et partout dans les Amériques, les lieux de ravitaillement

---

Asselain Jean-Charles, (1991), *Histoire Economique, de la révolution Industrielle à la première guerre mondiale*, Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, Dalloz, Paris, p87.

<sup>15</sup> Gottman J., 1957, *Les marchés des matières premières*, P.U.F., Paris, p215.

charbonnier devinrent des relais du commerce international. C'était l'ancien commerce triangulaire anglais dans sa plus pure expression, celui de l'Asie ou « le triangle oriental » et celui de l'Atlantique dont nous parlent Williams (1975) et Gunder Frank (1976)<sup>16</sup>.

Le réseau anglais a ainsi contribué à internationaliser l'usage du charbon à la défaveur du bois dans maintes régions du monde. Cependant, appliqué aux pays du Sud, ce système énergétique fondé sur le charbon et la machine à vapeur, était hautement tributaire du développement des chemins de fer, de la navigation côtière et fluviale, pour favoriser le commerce destiné à l'exportation.

Allumer et reculer la limite du jour, afin d'améliorer la productivité et l'intensité du travail, est devenu possible à la fin du 18<sup>ème</sup> siècle<sup>17</sup>, grâce à la découverte du gaz d'éclairage. Tirée de la distillation du charbon du bois ou de la houille, cette forme d'énergie secondaire fut introduite dès 1802 dans les ateliers du célèbre J. Watt, en 1805, dans quelques filatures de Manchester où la première société d'exploitation fut créée en 1812. Certes, il s'agissait des structures de réseau technique, spatiale et financière limitées à une seule ville. Mais le réseau cherchait à produire, transporter et distribuer du gaz tout en profitant des économies d'échelle et de l'utilisation maximale du capital productif (Gille, 1978).

L'invention de la lampe à incandescence, recherchée pendant tout le 19<sup>ème</sup> siècle, fut une réussite remarquable dès son invention à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, puisque les applications à gaz du début du siècle ne permettaient pas un éclairage propre. Nonobstant, la lampe que Thomas Edison mis au point en 1878, nécessitait un complexe industriel qui puisse intégrer aussi bien tout le système technologique que les instances financières, commerciales et politiques, bref, un véritable réseau électrique, tandis qu'il n'avait trouvé qu'un « filon ». D'après ses propres mots : « J'ai le bon principe, je suis sur la bonne voie, mais il me faut aussi du temps, beaucoup de travail et une bonne dose de chance »<sup>18</sup>.

Le réseau électrique, tel qu'il était conçu par Edison, était un réseau limité au cadre urbain, voire local. Il donna lieu à l'installation du premier système d'éclairage à New York, qui desservait le quartier de Wall Street en 1881, à Londres en 1881, en 1882 à Paris et, en

---

<sup>16</sup> Williams Eric, 1975, *L'histoire des Caraïbes : 1492-1969, de Christophe Colomb à Fidel Castro*, Paris, p51.  
Gunder Frank André, 1976, *L'accumulation dépendante*, éditions anthropos, Paris, 1976, p35.

<sup>17</sup> Gille B., 1978, *Histoire des techniques*, Gallimard, Paris, p750.

<sup>18</sup> Télégramme privé d'Edison à Theodor Puskas, cité par Hugues T.P., *L'électrification de l'Amérique : les bâtisseurs de systèmes*, Culture Technique, n°10, juin 1983, p21-41.

1883 à Santiago Du Chili<sup>19</sup>. C'est ainsi que se développa, sous le signe de la diversité, l'équipement électrique en Europe et aux Etats Unis où une multitude de réseaux locaux apparurent les quinze dernières années du XIX<sup>e</sup> siècle, sans normes techniques communes de distribution, qui utilisaient fréquences et voltages différents<sup>20</sup>.

En fait, dans les domaines technique et financier, tant pour les réseaux électriques que pour ceux du gaz, du pétrole ou des autres sources d'énergie employées jusque là, le transport était le facteur décisif et en l'occurrence un véritable goulet d'étranglement<sup>21</sup>. Même si les expériences précoces de Deprez (1885) et Gaulard (1884) avaient déjà entamé la course vers le haut voltage afin de transporter plus d'énergie à distance « sans avoir besoin des montagnes de cuivre pour les lignes ». Fait significatif, à Paris, le nombre des abonnés à l'électricité en 1896 n'était que de 9250 contre 350.000 abonnés au gaz<sup>22</sup>.

**Tableau n°1.1 : Production électrique en Europe et aux Etats Unis (1920-1939)**

	1920	1929	Croissance 1929-20 %	1939	Croissance 1939-29 %
Europe	52,8	114	116	199	74
Etats Unis	56,6	116,7	106	161,3	38

Source: Svernilson, *Growth and Stagnation in the European Economy*, Genève, 1954, Nations Unis, p256. Production électrique en milliards kilowattheures.

La dynamique des grands réseaux, qui a mis fin à cette diversité, fut mise en œuvre par les Européens et les Nord-américains pendant l'entre-deux-guerres (voir tableau n°1.1). Elle se fondait sur la base des économies d'échelle et d'envergure des réseaux électriques. A travers la mise en place d'un système de consommation de masse, cette dynamique permettait

<sup>19</sup> Durant le 19<sup>ème</sup> siècle, « les technologies de pointe » ont toujours été amenées en forme immédiate en Amérique Latine, notamment par les anglais. Paredes Ricardo, 1995, *El sector eléctrico y el mercado de capitales en Chile*, CEPAL, Comision Economica para América Latina, p2.

<sup>20</sup> C'est un caractère qui existait même avant la deuxième Guerre Mondiale, car le « Central Electricity Board » en Angleterre, créé en 1926, fut, pour y remédier, doté de fonds publics destinés à unifier la distribution en rachetant les unités peu rentables. En 1935, l'office avait réduit le nombre des réseaux à 144 et réussi à diffuser un voltage unique sur la moitié de la consommation. On était néanmoins encore loin du but, car, en 1936, coexistaient encore 43 voltages différents allant de 100 à 480 volts ! Ballin H.H., 1946, *The organization of Electricity Supply in Great Britain*, Londres, p185 et 242.

<sup>21</sup> Debeir J-C, Déleage J-P et Hémerly D., 1986, *Les servitudes de la puissance, une histoire de l'énergie*, Flammarion, Paris, p184.

<sup>22</sup> Levy-Leboyer M. et Lanthier P., 1985, *Histoire de l'entreprise et histoire de l'électricité*, colloque Histoire d'électricité (Paris, octobre 1983), Paris, P.UF.

de maximiser les profits en abaissant les coûts unitaires pour une offre diversifiée. Du côté technique de la production, les améliorations de rendement des générateurs thermiques et la réalisation des grands barrages hydrauliques ont permis de structurer un nouveau marché de l'énergie où l'offre tend à précéder et dépasser la demande. Du côté du transport, les améliorations ont accéléré la « course vers le haut voltage », avec le perfectionnement du contrôle et l'isolation du voltage, avec la maîtrise des charges et les télécommunications par ondes porteuses le long des lignes à haute tension<sup>23</sup>.

L'expansion accélérée de l'électricité et des hydrocarbures, durant la période d'entre-deux-guerres a en effet été l'un des phénomènes énergétiques majeurs des pays du Nord, bien que tout cela s'effectue paradoxalement, pendant les années les plus dures de la crise des années 1930<sup>24</sup> (Debeir, 1986). Pour Stoffaës (1994), « dans pratiquement tous les pays, la décennie 1935-1946 est ainsi marquée par de profondes transformations structurelles et législatives qui vont donner à l'industrie électrique sa forme contemporaine »<sup>25</sup>. Cependant, selon le rapport « Orientations technologiques et politique nationale », commandé par les responsables du New Deal en 1937, les progrès à réaliser en matière de transmission et de distribution efficace de l'énergie électrique étaient considérés comme le principal problème de l'industrie et le premier objectif à réaliser<sup>26</sup>.

Les « trente glorieuses » et « la révolution informationnelle » du 20<sup>ème</sup> siècle ont amené les réseaux énergétiques à un état de maturité. Après avoir dépassé les limites de la Physique classique de Newton (1687)<sup>27</sup>, la théorie de la relativité générale d'Einstein (1905) est devenue une matrice génératrice de la nouvelle Physique, d'où a découlé, parmi d'autres, celle de la théorie des semi-conducteurs, à la base des mutations techniques actuelles. Le progrès technique ne s'est pas arrêté puisque le triode de Forest (1906) a été remplacé d'abord par le transistor, ensuite par le circuit intégré et toute une série d'éléments basés sur la technologie des semi-conducteurs.

---

<sup>23</sup> L'électrification des campagnes, a été, pour près de 50% des Français, un fait majeur de l'entre-deux-guerres. Guillaume Pierre et Delfaud Pierre, 1992, *Nouvelle histoire économique*, tome II, le 20<sup>ème</sup> siècle, Armand Collin, Paris, p50.

<sup>24</sup> C'est en 1925, dans l'exposition Internationale de la Houille Blanche à Grenoble, qu'un disjoncteur de 220 Kv avait été exposé. De même, l'exposition Universelle de 1937 à Paris montra un prototype de disjoncteur de 500 Kv, qui coupait en quelque centièmes de seconde un courant de court-circuit de 10.000 ampères.

<sup>25</sup> Stoffaës Christian, 1994, *Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique*, Editions P.A.U., Paris, p21.

<sup>26</sup> Susskind C. et Inouye A., 1983, *Le rapport de 1937, première évaluation technologique moderne*, Culture technique, N°10, p11.

<sup>27</sup> NEWTON Isaac. *Principia Mathematica*.1687

Par ailleurs, les processus de traitement des signaux électriques s'étaient radicalement écartés de la modulation analogique pour la modulation par impulsion et codage, plus connue comme numérique ou digitale. De véritables « autoroutes de l'information » ont été mises en place, dont l'ordinateur n'est qu'un maillon de la chaîne que le trafic de l'information traverse à des vitesses inattendues, par satellites, par supraconducteurs ou encore par fibres optiques. L'électronique industrielle basée à la fois sur des éléments semi-conducteurs et des processus numériques a pénétré toute l'industrie, dans tous les domaines, y compris celui des industries de réseaux énergétiques, si bien qu'elles entraînent dorénavant ce que certains appellent « la révolution informationnelle ». Ces réseaux peuvent être interconnectés aujourd'hui à l'échelle continentale voire intercontinentale, à des voltages continus ou alternatifs élevés, contrôlés automatiquement entre l'amont et l'aval tout en restant presque auto-intelligents, souples face aux besoins de l'offre et de la demande, en permettant autant l'injection d'énergie que son évacuation dans n'importe quel point de la chaîne. Certes, d'un point de vue technique, presque tout est possible dans les réseaux énergétiques d'aujourd'hui, néanmoins, il ne faut surtout pas oublier que la technique est une condition nécessaire mais non suffisante.

Dans le domaine des sciences économiques, des tentatives vers une théorie solide du monopole naturel s'élèvent des bas-fonds. A partir du 19<sup>ème</sup> siècle, au fur et à mesure que les industries de réseau se développent, la pensée scientifique pénétra dans le domaine de la vie économique, notamment durant la seconde moitié du 20<sup>ème</sup> siècle.

## **1.2 Les approches théoriques sur le monopole naturel**

Les économistes post-ricardiens attribuaient une importance primordiale au principe de libre concurrence, car ils étaient convaincus que la croyance en ce principe permettait de transformer des variables de production et de vente innombrables et erratiques, en éléments connus d'un modèle mécanique de l'économie. De surcroît, l'hypothèse selon laquelle la libre concurrence induit les conditions d'équilibre constitue la base qui permet de combiner en systèmes d'équations simultanées solvables, les facteurs économiques que les firmes en concurrence sont censées maximiser, tels que l'utilité, le profit, les volumes de production et de ventes, et ainsi de suite (Pribram, 1983)<sup>28</sup>. Les positions adoptées par les ricardiens et les

---

<sup>28</sup> Pribram Karl, 1983, Les fondements de la pensée économique, Economica, Paris, p449.

post-ricardiens à l'égard de la contradiction libre concurrence-monopole et des monopoles de toute espèce traduisent cette approche de l'analyse de l'équilibre.

Reconnu unanimement, Cournot (1838) est le premier économiste qui ait étudié sérieusement les problèmes théoriques des situations de monopole. Il fut le premier auteur à définir et à tracer une fonction de demande. Il posa comme une évidence, que la courbe de demande a une pente négative, car pour lui, celle-ci est une relation empirique entre les ventes et le prix. Tout en considérant le monopole comme le cas général, il définit une fonction de demande,  $D = F(p)$ , une fonction de recette totale  $R = pF(p)$ , et une fonction de recette marginale,  $M = F(p) + pF'(p)$ , avec  $F'(p) < 0$  qui sont toutes des données objectives pour le monopoleur. Ensuite, les fonctions de recette sont comparées aux fonctions de coût total et marginal. Cournot démontre que les gains instantanés seront maximisés si le monopoleur produit une quantité telle que son coût marginal soit égal à sa recette marginale (Blaug, 1996). Finalement, pour prouver l'existence et la singularité de ce maximum, Cournot recourt au calcul différentiel : la dérivée première de la fonction de profit total,  $\pi = pF(p) - \phi(D)$  doit être nulle et la deuxième doit être négative<sup>29</sup>.

La liaison inverse entre prix et quantité, propre à la fonction de la demande, était un fait d'observation évident qui n'appelait aucune justification théorique, selon Jules Dupuit (1844). Le raisonnement a une ressemblance étonnante avec celui de Cournot<sup>30</sup>. Dupuit publia entre 1844 et 1853, une série d'articles sur le problème de la mesure des avantages sociaux procurés par les biens et services publics dans lesquels il développa la distinction entre utilité totale et utilité marginale mises en relation avec le prix de demande.

Les « Principes d'économie Politique » de Mill (1848) furent, pendant toute la seconde moitié du 19<sup>ème</sup> siècle, l'œuvre de référence des économistes. Eu égard de la taille d'une entreprise Mill prévoyait une augmentation avec le développement économique car les avantages liés à cette dernière devaient, selon Mill, contrebalancer les dangers d'oligopole et de coalition spontanée visant à restreindre l'entrée et maintenir les prix à un niveau élevé : « lorsque les concurrents sont si peu nombreux, ils finissent toujours par s'entendre pour ne pas se concurrencer. Ils peuvent chercher à ruiner un nouvel entrant en baissant leurs prix

---

<sup>29</sup> Et tout cela en 1838 ! Blaug Mark, 1996, *La pensée économique*, Economica, 5<sup>e</sup> édition, Paris, p386. Béraud Alain et Faccarello Gilbert, 2000, *Nouvelle histoire de la pensée économique*, tome II, Découverte, Paris, p280.

<sup>30</sup> Bien que Dupuit écrive après Cournot, et bien qu'à une certaine époque ils aient vécu et travaillé à Paris, ils n'ont jamais travaillé ensemble.

mais dès que ce nouvel entrant s'est installé, ils s'entendent avec lui »<sup>31</sup>. En fait, Mill a été le premier économiste à se référer au monopole naturel. Il conclut que les monopoles naturels sont des « branches où la technologie favorise les grandes entreprises, et qu'ils doivent être nationalisés ».

Bien que les travaux de Mill (1848) aient constitué la référence incontestée pour les économistes de la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, le traité de Marshall, en 1890, commença à les éclipser dans les pays anglophones.

Dans les premiers manuscrits de Marshall, l'idée que la demande est une fonction décroissante des prix ne découle pas de l'hypothèse de la décroissance de l'utilité marginale, c'est une évidence. Lorsque Marshall cherche à le justifier, il reprend des arguments déjà évoqués à l'époque classique par Say, Cournot et Dupuit. De façon surprenante, on peut constater des arguments similaires à l'égard du surplus du consommateur, bien que Marshall n'ait pas connu les textes de Dupuit à l'époque (Béraud, 2000)<sup>32</sup>.

En ce qui concerne la théorie du monopole, Marshall (1890) considère que le revenu net d'un monopoleur, produisant à coût décroissant, est maximum quand le niveau de production est défini par la courbe de revenu net et lorsqu'elle devient tangente à une courbe de « dépense constante »<sup>33</sup>. Le monopoleur quant à lui doit auparavant épuiser toutes les « économies internes » qui lui sont accessibles et produire avec un équipement de taille optimale. Ainsi, les économies externes seront la cause de la baisse du prix d'offre.

Par ailleurs, bien que dans « les Principes » Marshall (1890) ait développé une théorie du monopole, on a des difficultés à trouver une définition de la libre-concurrence. Marshall évitait volontairement d'utiliser le terme concurrence parfaite afin de prévenir toute confusion entre sa propre conception et celle de Cournot. Dans la préface de la 2<sup>e</sup> édition d'*Economics of Industry*, il reconnut que l'édition précédente ne comprenait pas de définition de la libre-concurrence et proposa alors que la libre-concurrence soit définie comme « le principe actif fondamental qui, dans notre monde tel qu'il est, pousse les individus à favoriser leur intérêt matériel ou celui de leur groupe d'appartenance », généralité qui traduit l'aversion de l'auteur à proposer une définition formelle (Arena, 1991).

---

<sup>31</sup> Mill John Stuart, 1848, *Principes of Political Economy with some of their Applications to social Philosophy*, Boston, section 3.

<sup>32</sup> Béraud Alain et Faccarello Gilbert, 2000, *Nouvelle histoire de la pensée économique*, tome 2, Des premiers mouvements socialiste aux néoclassiques, Editions La Découverte, Paris, p359.

<sup>33</sup> Marshall Alfred, 1890, *Principles of Economics*, 1<sup>è</sup> édition, Londres, réédition 1982, Londres, The Macmillan Press Ltd. Livre V, chapitre 14, section 3.

Par contre, dans « les Principes », Marshall définit le monopole plus formellement, car il le décrit comme une situation dans laquelle « une seule personne ou une association a le pouvoir de fixer soit la quantité soit le prix d'une marchandise mise en vente ». Les multiples causes renvoient toujours en dernière analyse à la présence de barrières à l'entrée, ce qui selon Marshall n'engendre jamais des monopoles absolus, mais conditionnels, (Philips et Stevenson, 1974).

Ainsi, dans les débats des années 1920, les restrictions imposées à l'entrée de firmes nouvelles sur le marché étaient l'objet de controverses. En fait, le débat « concurrence-monopole » demeurait puisque l'extension des pratiques monopolistiques avait été associée à trois facteurs : l'incertitude comme le résultat de la concurrence, l'indivisibilité et le manque de mobilité des ressources productives. Au début des années trente, il s'agissait d'une attaque contre la posture marshalienne selon laquelle la théorie de la concurrence ajoutée à la théorie du monopole remplissait la « boîte d'outils » nécessaire à l'économiste pour analyser la structure de l'industrie moderne. C'est dans ces conditions que la théorie de la concurrence monopolistique de Chamberlin (1933) et la concurrence imparfaite de Robinson (1934) sont apparues.

En adoptant une méthode préconisée par Sraffa (1925), Joan Robinson<sup>34</sup> étudia des monopoles purs et analysa les conditions d'équilibre qui existent dans un système de concurrence parfaite. Elle définit deux conditions d'équilibre : égalité entre revenu marginal et coût marginal et égalité entre revenu ou prix moyen et coût moyen. Cependant, Robinson n'analysa des situations de « concurrence imparfaite » que dans l'hypothèse où toutes les firmes d'un secteur donné, à l'exception d'une, sont en équilibre, tout en négligeant les réactions des autres firmes face au concurrent monopoleur (Pribram, 1983).

La situation de « concurrence monopolistique »<sup>35</sup> est en relation, selon Chamberlin (1933), avec une structure de marché répondant à trois conditions : grand nombre de firmes, différenciation des produits et entrée libre, celle-ci conçue comme dépourvue de toute restriction (Blaug, 1996). Chamberlin, en étudiant les différentes pratiques utilisées par des firmes concurrentes qui cherchent des positions privilégiées sur le marché, développa le concept de « concurrence monopolistique », l'opposant au concept traditionnel de

---

<sup>34</sup> Robinson Joan, 1934, *Imperfect Competition*, Londres.

<sup>35</sup> Chamberlain H. Edward, 1933, *The Theory of Monopolistic Competition*, Cambridge, Massachussets.

« monopole ». Pour Chamberlin, le concept de concurrence « parfaite »<sup>36</sup> - qu'il considère comme purement imaginaire- comporte comme caractéristiques la connaissance parfaite des conditions du marché chez les vendeurs, la mobilité totale des ressources, l'adaptabilité parfaite des facteurs de production et l'absence de friction (Kaldor,1938).

### 1.3 Les débats théoriques aux Etats Unis

La tradition ancienne de l'Europe du Haut Moyen Age et du début du capitalisme consistant à réguler les prix des péages routiers et des tarifs aussi divers que ceux touchant les ponts, les auberges, les dépôts et marchés publics avait été introduite par les immigrants européens aux Etats Unis, ce qui constitue la base culturelle régulatrice. Cependant, la nature du problème avait changé à l'issue de la révolution industrielle anglaise car jusque là, l'échelle des affaires était si petite, qu'il n'était question que du contrôle exercé par les institutions locales<sup>37</sup>. Alors que les mutations technologiques ont changé à la fois l'échelle et les caractéristiques des relations affaires-gouvernement pendant les trois décennies du 19<sup>ème</sup> siècle, un débat prolongé s'est développé aux Etats Unis (Sherer, 2000).

D'abord, il était question des chemins de fer en 1871, ensuite des réseaux du gaz d'éclairage au début des années 1870 puis des réseaux électriques en 1885 et des tramways en 1888. C'est dans ces conditions qu'émergent deux figures emblématiques : Henry Carter Adams (1887) et Richard Ely (1886).

L'association Américaine d'Economie a été fondée et dirigée par Ely en 1886, lorsqu'il avait déjà étudié les entreprises étatiques allemandes pendant la dernière période d'industrialisation dans ce pays. A cette époque, la nationalisation du monopole naturel avait été demandée par Ely.

Dans ses écrits Ely (1937) distingue trois catégories de monopoles naturels : d'abord ceux qui dépendent d'une source unique de production (comme dans le cas de l'eau minérale de Cournot), ensuite, ceux basés sur des privilèges spéciaux (tels que des brevets ) et, enfin, ceux qui émergent des propriétés singulières et propres à chaque entreprise ( les chemins de fer). Les réseaux publics sont intégrés par Ely dans la dernière catégorie (Sharkey, 1982).

---

<sup>36</sup> Kaldor Nicolas, 1938, Professor Chamberlin on Monopolistic and Imperfect Competition, Quarterly Journal of Economics.

<sup>37</sup> Sherer F.M., 2000, *Competition Policy, Domestic and International*, Edward Elgar, Cheltenham, UK, p76.

Dans cette approche des monopoles naturels, la troisième catégorie nous intéresse particulièrement, car elle présente trois conditions propres aux réseaux énergétiques, qui sont des conditions censées créer le monopole et rendre la concurrence auto-destructrice : la première est que la nature du service rendu influe sur le prix, ce qui incite les clients à acheter à un seul fournisseur plutôt qu'aux autres, la seconde concerne la nature du produit : elle rend impossible la création d'un grand nombre d'usines en concurrence et, enfin, la troisième évoque la haute proportion des coûts fixes en comparaison aux coûts variables (Lowry, 1973).

Or, pour Ely (1937), le monopole naturel est défini comme « une défaillance de la concurrence », situation qui peut émerger d'une production basée sur des économies d'échelle. Cependant Ely voyait d'autres conditions qui rendaient la concurrence auto-destructive.

C'est à cette époque qu'apparaît pour la première fois (dans la pensée économique) l'une des tendances majeures de la théorie du monopole naturel, selon laquelle le monopole peut être aussi une source supérieure de ravitaillement, car il est à la fois plus stable et efficient. Pourtant selon Ely (1887), toutes les firmes qui se sont vu accorder le privilège d'un monopole naturel, doivent voir cet accord limité dans le temps selon « l'évaluation de leur cahier des charges sous peine de restitution à la municipalité, l'Etat ou le gouvernement fédéral de la propriété entière avec ou sans compensation »<sup>38</sup>.

« Quelles sont les firmes auxquelles on pense, lorsque les gens parlent des abus du pouvoir d'entreprise ? » s'interrogeait Ely<sup>39</sup>. Tout d'abord, ce sont les rails, ensuite, les compagnies de messagerie, de télégraphes, les compagnies de transport urbain enfin les compagnies d'éclairage et d'eau potable. L'élément commun aux firmes qui leur permet de commettre de remarquables abus, « c'est qu'elles sont au-delà de la concurrence régulière et normale, c'est qu'elles sont des monopoles naturels »<sup>40</sup>. On ne trouve pas les entreprises d'électricité dans l'inventaire d'Ely (1887), tout simplement parce qu'à cette époque là elles n'existaient pas encore, les réseaux d'éclairage d'Edison étant encore trop petits.

La vice-présidence de l'Association d'économistes avait été réservée à un économiste de prestige, ce fut Henry Carter Adams (1887). Dans une publication de l'Association il définissait déjà un monopole naturel, conçu comme « une entreprise constituée sur un certain

---

<sup>38</sup> Ely Richard, 1887, *The Future of Corporations*, Harper's New Monthly Magazine, p261, de Sherer F.M., 1993, *Monopoly and Competition Policy*, Volume I, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, US, p50.

<sup>39</sup>Ely Richard, 1887, *ibid*, p48.

degré d'intensité de rendements d'échelle, de sorte que si on double les inputs, cela conduit à plus que doubler les outputs ». Ainsi, Adams simplifiait la notion de monopole naturel au domaine strict des économies d'échelle (Sherer, 2000). Par ailleurs, la régulation du monopole naturel était un outil qui « permettait à une firme unique d'avoir tous les avantages de la production en grande échelle, mais qui devait protéger les consommateurs des abus du monopole »<sup>41</sup>.

Adams classifiait les industries selon les rendements<sup>42</sup>, c'est-à-dire industries à rendements constants, décroissants et croissants (Ely, 1887).

L'un des premiers à avoir cherché à identifier la nature et les caractéristiques du monopole naturel fut Thomas Farrer (1887). D'après Farrer, cinq conditions doivent être satisfaites pour qu'il y ait un monopole naturel, à savoir<sup>43</sup> : la firme doit fournir un produit ou service essentiel, elle doit bénéficier d'une localisation favorable à la production, ses outputs doivent être consommés là où, par le biais d'une connexion avec l'usine ils sont fournis, sa production doit être caractérisée par les économies d'échelle et, enfin, les clients de l'industrie sont obligés de trouver un accord de service avec leur fournisseur unique (Ely, 1887).

On doit l'une des premières esquisses précise des caractéristiques du monopole naturel à Kaysen et Turner (1959) qui ont associé les marchés non-concurrentiels ou la concurrence destructrice, aux effets pervers du monopole naturel, celui-ci conçu comme le résultat des économies d'échelle.

Ainsi, ils considéraient que d'un point de vue économique « le monopole naturel est un monopole né des économies d'échelle. C'est un rapport entre la taille du marché et la taille de la firme la plus efficiente tel que, une seule firme de taille efficiente peut produire tout ou plus que ce que le marché peut prendre à un prix rémunérateur. Ainsi, la firme augmente sa capacité de façon continue à un coût inférieur à celui d'une autre firme entrante dans le marché. Dans ces conditions, la concurrence peut exister pour quelque temps mais seulement

---

<sup>40</sup> Ely Richard, 1887, *ibid*, p48.

<sup>41</sup> Sherer F.M., 2000, *Competition Policy, Domestic and International*, Edward Elgar, Cheltenham, UK, p77.

<sup>42</sup> Ely Richard, 1887, *The Future of Corporations*, Harper's New Monthly Magazine, p261, de Sherer F.M., 1993, *Monopoly and Competition Policy*, Volume I, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, US, p49.

<sup>43</sup> Farrer H. Thomas, 1887, *The State in its Relation to trade*, English Citizen Series, cité par Ely Richard, 1887, *The Future of Corporations*, Harper's New Monthly Magazine, p261, de Sherer F.M., 1993, *Monopoly and Competition Policy*, Volume I, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, US, p49.

jusqu'à ce que la faillite ou le pouvoir du monopole pousse la firme à en sortir, c'est-à-dire, que la concurrence devienne auto-destructive »<sup>44</sup>.

Kaysen et Turner prennent en compte la relativité de la notion d'économies d'échelle, dans le sens où dans les pays dits sous-développés actuels on trouve des marchés d'une taille si petite que les firmes hautement concurrentielles des pays industrialisés peuvent être des monopoles naturels là-bas<sup>45</sup>. Notamment, les industries téléphoniques et électriques, celles qui distribuent le gaz et l'eau, et les chemins de fer sont considérés comme monopoles naturels (Sharkey, 1982).

Dans son traité classique, Kahn (1971) décrit le concept de monopole naturel comme un état où « la technologie de certaines industries où le caractère du service est tel que le client peut être servi à moindre coût ou à son majeur bénéfice, soit par une seule et unique firme (dans un cas extrême) soit par un nombre d'instruments choisis<sup>46</sup> ». Ainsi, dans le cas extrême de Kahn, les coûts moyens diminuent au fur et au mesure que l'output augmente un certain rang de production dans le marché ; une seule et unique firme peut donc servir tout le marché et avoir un coût moyen plus bas que celui de n'importe quelle autre somme de ses petites rivales (Braeutigam, 1989).

En fait, Kahn traite le monopole naturel et la concurrence destructrice dans les mêmes termes que Kaysen et Turner, car il estime que la principale « caractéristique du monopole naturel est sa tendance inhérente à diminuer les coûts par unité sur la totalité d'un marché », ce qui est possible lorsqu'une grande production est concentrée dans une firme unique dont les coûts unitaires sont décroissants. Cela est aussi le résultat des grands investissements en capital fixe, car « les coûts fixes risquent d'être gaspillés si deux firmes entreprennent de servir le même marché »<sup>47</sup>.

#### **1.4 Conclusions de la section 1**

La grande montée capitaliste du 19<sup>ème</sup> siècle a été décrite comme éminemment concurrentielle, mais au cours des dernières décennies, des firmes colossales dites monopoles ont pris place dans l'économie. Certes, ce n'était pas la première fois dans l'Histoire,

---

<sup>44</sup> Kaysen C. et Turner D., 1959, *Antitrust Policy : An Economic and Legal Analysis*, Cambridge, MA, Harvard University Press, p191.

<sup>45</sup> Sharkey William, 1982, *The theory of Natural Monopoly*, Bell Laboratories, Murray Hill, New Jersey, p18.

<sup>46</sup> Kahn A.E., *The Economics of Regulation : Principles and Institutions*, volII, Wiley, New York, p119.

puisqu'elles existaient déjà depuis très longtemps, mais sous l'impulsion de la révolution industrielle anglaise elles, dont font partie les grands réseaux énergétiques contemporains, sont apparues sous une forme industrielle moderne.

Cependant pour certains auteurs, les rapports « libre concurrence-monopole » doivent être compris plutôt comme une symbiose, car le monopole censé freiner le jeu de la libre concurrence, n'élimine pas complètement cette dernière de l'économie de marché dont il est issu (et dont il se nourrit) ; il existe au-dessus d'elle et à côté d'elle. Pour Braudel (1979) il s'agit d'une cohabitation où la libre concurrence qui règne dans l'économie de marché existe à côté du monopole hégémonique dans le capitalisme : « le capitalisme d'hier et d'aujourd'hui, avec bien entendu des phases plus ou moins fortement monopolistes, a permis la cohabitation de la libre concurrence et du monopole, car je soutiens que l'économie entre le 15<sup>ème</sup> et 18<sup>ème</sup> siècles, comporte, elle aussi deux étages, selon la même distinction à la verticale que Lenine réserve à « l'impérialisme » de la fin du 19<sup>ème</sup> siècle : les monopoles, de fait ou de droit, et la concurrence ; autrement dit, le capitalisme, tel que j'ai essayé de le définir, et l'économie de marché en développement »<sup>48</sup>.

Konrad Peutinger, historiographe de la ville d'Augsbourg au XVI<sup>e</sup> siècle, disait sans ambages que monopoliser, c'est « *bonna et merces omnes in manum unam deportare* », soit : ramener dans une seule main la richesse et toutes les marchandises<sup>49</sup>. En fait, dans l'Allemagne du 16<sup>ème</sup> siècle, le mot « monopole » est devenu un cheval de bataille pour les moyennes et petites entreprises qui craignaient de ne plus pouvoir vivre au milieu des monopoles géants de l'argent, du mercure et du cuivre, ceux-ci constitués par d'immenses réseaux plus étendus que l'Allemagne entière et, gérés par les Fugger, les Welser et les Hochstetter. Et pourtant, la notion de monopole, si vaguement définie, a perduré jusqu'à la seconde moitié du 19<sup>ème</sup> siècle, date à laquelle elle a commencé à se développer de la manière suivante :

- La plupart des auteurs sont d'accord sur le fait que l'omniprésence des économies d'échelle est à la base de la genèse du monopole.

---

<sup>47</sup> Kahn A.E., 1971, *The Economics of Regulation : Principles and Institutions*, vol II, Wiley, New York, p119.

<sup>48</sup> Braudel F.(1979), *Les jeux de l'Echange, Civilisation matérielle, économie et capitalisme, 15<sup>ème</sup>-18<sup>ème</sup> siècles*, Tome 2, Armand Collin, Paris.p514.

<sup>49</sup>Höffner Joseph, 1941, *Wirtschaftsgeschik und Monopole*, p58, note2.

- Quelques auteurs ont observé qu'il y a monopole naturel lorsqu'une firme peut produire plus efficacement que deux ou plusieurs firmes, même en l'absence d'économies d'échelle.
- La liaison inverse entre prix et quantité de la fonction de demande a été associée dès le départ au monopole naturel et, en termes généraux aux économies d'échelle, mais il n'était pas possible de donner une définition précise du monopole naturel et de mesurer les économies d'échelle.
- Quant à la nature et aux caractéristiques du monopole naturel, les travaux d'Ely (1887), Farrer (1887), et Adams (1887) ont apporté énormément. Cependant, aussi bien sa genèse que sa notion restaient obscures.
- Les effets du monopole sur le marché ont été associés à la « concurrence destructrice » ou du moins, au fait que la concurrence devient instable lorsqu'il y a monopole naturel.

La théorie dite des marchés contestables fut conçue à la fin des années 1970, dans un processus où l'AT&T souhaitait démontrer que son monopole était « naturel » mais « non viable », car menacé par l'entrée de concurrents qui rendaient le fonctionnement du marché moins efficace. C'est dans ce contexte que Baumol, Panzar et Willig (1982) et Sharkey (1982) ont précisé les caractéristiques des économies d'échelle, d'envergure et les conditions du monopole naturel (Dang, 1995). Nous allons donc commencer par une révision de la notion d'économies d'échelle.

## **Section 2 : Les économies d'échelle et les industries de réseaux**

A bien des égards, le concept d'économies d'échelle permet de mieux expliquer certaines caractéristiques des industries de réseaux : d'abord leur structure, leur organisation et leur taille par le biais des indices tels que le degré de proportionnalité productive, le degré de concentration, le degré d'intégration verticale ou de barrières à l'entrée et ensuite la stratégie, le volume de la production et les coûts des firmes.

### **2.1 Le caractère et la nature des économies d'échelle**

L'approche moderne des économies d'échelle renvoie cette catégorie à une multiplicité de facteurs autour desquels la firme s'organise afin d'exercer son activité d'une

façon efficace. Néanmoins l'analyse traditionnelle prend en compte deux causes fondamentales pour expliquer les économies d'échelle : la division du travail et les indivisibilités.

### **2.1.1 L'approche des pionniers : division du travail**

La célèbre réflexion d'Adam Smith sur la manufacture d'épingles nous a fourni les premières justifications qui expliquent les rendements d'échelle croissants. D'après Smith, à propos de la division technique du travail précédant la révolution industrielle anglaise, il s'agit d'une échelle de production plus importante qui permet à la fois d'améliorer l'habileté des ouvriers, d'épargner le temps de travail et de diviser l'ouvrage en un grand nombre de branches.

Ainsi, les dix ouvriers de l'exemple de Smith, « s'ils avaient tous travaillé à part et indépendamment les uns des autres...chacun d'eux n'eût pas fait vingt épingles, peut être pas une seule, dans une journée », et d'après Smith cette augmentation dans la quantité d'ouvrage qu'un même nombre de travailleurs peut fournir à cause de la division du travail, est due à trois facteurs différents : « premièrement, à un accroissement d'habileté chez chaque ouvrier individuellement, deuxièmement, à l'épargne du temps qui se perd ordinairement quand on passe d'une espèce d'ouvrage à une autre et troisièmement enfin, à l'invention d'un grand nombre de machines qui facilitent et abrègent le travail et qui permettent à un homme de remplir la tâche de plusieurs »<sup>50</sup>

Un siècle plus tard, c'était Alfred Marshall qui, en étudiant la substitution capital-travail, mettait en évidence l'utilisation efficiente de la main d'œuvre spécialisée et des machines, à l'origine de ce qu'il appelait les « économies internes », dites aujourd'hui économies d'échelle. Car pour Marshall « les avantages de la division du travail dépendent de l'agrégation de larges capitaux dans les mains d'individus ou de firmes, ou, comme on dit généralement, dans la production en grande échelle »<sup>51</sup>. C'est surtout depuis les études de Marshall qu'il est admis que les prix de revient unitaires doivent diminuer avec la taille des unités (économies d'échelle ou de rendements croissants), jusqu'à un point minimum (taille optimale au niveau des coûts minima), puis croître ensuite (déséconomies d'échelle ou de

---

<sup>50</sup> Smith Adam, (1776), *Recherches sur la nature et les causes de la richesse des nations*, vol. I et II, Flammarion, Paris, 1991, p 71-79.

rendements décroissants) tout en suivant la courbe du coût moyen dans le cas où il existe des coûts fixes. Ceci évoque la dépendance du coût moyen à la capacité de production installée et s'illustre par une courbe en forme de U<sup>52</sup>.

Marshall (1890) distinguait les économies internes des économies externes au sein d'une firme ainsi : « nous pouvons diviser les économies qui émergent d'un incrément de l'échelle de la production de n'importe quelle marchandise en deux classes, d'abord celles qui dépendent en général du développement de l'industrie et deuxièmement, celles qui dépendent des ressources des firmes concernées, de leur organisation, de leur efficacité et de leur management. Nous pouvons appeler les premières les économies externes et les secondes les économies internes. »

### **2.1.2 L'indivisibilité, les coûts fixes, les relations géométriques**

L'indivisibilité des processus modernes de production est à la fois double et antagonique ; elle se fonde d'une part sur la nature « discrète » de l'évolution du nombre des installations, et d'autre part sur le caractère continu du degré d'utilisation des équipements. L'indivisibilité constitue l'une des causes des économies d'échelle.

Il faut souligner que l'essentiel des économies d'échelle découle de la présence prédominante de coûts fixes et aussi de l'assimilation d'un certain nombre d'éléments qui font partie de l'infrastructure à des coûts fixes. Ainsi, lorsque les frais fixes lourds peuvent se distribuer sur de grands volumes d'output, nous sommes face à des économies d'échelle et c'est pour cela qu'elles sont associées aux industries de réseau (Chevalier 1995).

Autrement dit, dans une industrie de réseau la présence de forts coûts fixes constitue une source puissante d'économies d'échelle, car les coûts fixes peuvent être distribués sur une grande quantité d'unités produites tant que la saturation du réseau n'est pas atteinte. Or, les industries de réseau sont hautement capitalistiques, caractérisées par des infrastructures lourdes, tel est le cas des industries électriques ou du gaz (Medan, 2000)<sup>53</sup>.

Par ailleurs, les investissements nécessaires pour la construction d'une usine ou d'une industrie de réseau sont d'une telle ampleur qu'ils permettent de réduire de façon drastique les

---

<sup>51</sup> Marshall Alfred, (1890), *Principes d'économie politique*, Traduction française, Gordon et Breach, Paris, 1971, chapIX.

<sup>52</sup> Morvan Yves, 1985, *Fondements d'Economie Industrielle*, Economica, Paris, p163-174.

<sup>53</sup> Médan Pierre et Warin Thierry, 2000, *Economie Industrielle, une perspective européenne*, Dunod, Paris, p11.

coûts variables de production, de sorte que la dépense initiale est largement amortie sur de grandes séries de production<sup>54</sup>.

Moore (1959) a mis en évidence des relations géométriques dans les économies d'échelle d'un réseau de distribution de gaz<sup>55</sup> dont les principes de fonctionnement technique peuvent être analogues à ceux d'un réseau électrique. Comme le souligne Sherer et Ross (1990), dans les industries chimiques et métallurgiques, comme les raffineries pétrolières ou les centrales électriques de génération à vapeur, les économies d'échelle sont liées à l'expansion de la taille des unités car le niveau de l'output tend, avec certaines limites, à être proportionnel au volume des unités, tandis que la quantité de matériel est proportionnelle à la surface des chambres de réaction ou des tanks de stockage et donc aux coûts d'investissement. Ceci est connu des ingénieurs comme la « règle des deux tiers », relative au rapport surface-volume utilisés<sup>56</sup>, si bien qu'on peut situer le phénomène des économies d'échelle dans un ensemble de relations géométriques qui combine les facteurs de production nécessaires et la capacité de production d'une infrastructure.

Les coûts moyens tendent à la baisse avec l'augmentation de la production, car une entreprise peut employer son personnel à des tâches plus spécialisées, au fur et au mesure que la production augmente, et parce que la réalisation de tâches plus compliquées découle du processus technologique lui-même ou encore de la théorie dite de l'apprentissage<sup>57</sup>.

Finalement, parmi les nombreux aspects des économies d'échelle, on peut citer ce que Robinson (1958) appelait les économies de réserves accumulées<sup>58</sup>, celles qui tiennent compte des pièces de rechange, des machines de secours, ainsi que du personnel d'entretien. Lorsque l'on augmente la capacité de production sur de nouveaux équipements, cela distribue le coût de ces réserves accumulées sur de plus grandes quantités. Ainsi le fait d'augmenter la capacité

---

<sup>54</sup> Dang Nguyen Godefroy, 1995, *Economie industrielle appliquée*. Librairie Vuibert, Paris, p134.

<sup>55</sup> Moore F. T. 1959, Economies of scale : some statistical evidences, *Quarterly Journal of Economics*, mai 1959, p 232-245. Alors que le coût du tuyau dépend de son rayon ( $2\pi R$ ), sa capacité de transport est proportionnelle à la surface croisée du tuyau, soit au carré de son rayon, ( $\pi R^2$ ).

<sup>56</sup> De plus, dans les centrales électriques, les opérateurs nécessaires pour contrôler une grande unité, dans certaines limites, peuvent être les mêmes que pour une petite, de sorte que le coût de la main d'œuvre par unité reste presque invariable. Sherer F.M. et Ross D., 1990, *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Third Edition, Houghton Mifflin Company, Boston, p100.

<sup>57</sup> Inspirée de maints travaux de philosophes comme J. Locke, D. Hume, H Spencer, psychologues comme Pavlov, N. Dewey et N. Piaget, selon cette théorie, l'expérience que procure la seule répétition des activités engendre le développement des connaissances, approfondi les compétences et permet d'améliorer les performances. Ceci appliqué à l'analyse économique, signifie que la croissance de toute firme, s'effectue en répétant sans cesse des tâches plus ou moins identiques, ce qui améliore la qualité des services rendus par les facteurs de production. Morvan Yves, 1985, *Fondements d'économie Industrielle*, Economica, Paris, p5.

de production ne nécessite pas d'accroître dans la même proportion les dépenses d'entretien et de matériel de secours, pour un même niveau de protection et bien entendu, jusqu'à un certain seuil.

### 2.1.3 La genèse des rendements croissants

Les origines des économies d'échelle ont été perçues de différente manière. Lorsque Robinson (1931) par exemple traite la firme optimale, il distingue quelques sources comme la division du travail, l'intégration des processus, la dé-intégration verticale, l'économie des grandes installations, l'équilibre des processus et les économies des réserves accumulées<sup>59</sup>.

En outre, Pratten et Dean (1965) prennent en compte une série de sources à l'origine d'économies d'échelle : les indivisibilités, les économies de dimensions croissantes, les économies de spécialisation, les économies de réserves accumulées, l'organisation supérieure de la production et l'effet d'apprentissage<sup>60</sup>.

Silberston (1972) considère que les deux démarches ont le mérite d'être claires et de bien spécifier les origines des économies d'échelle. Par contre le rapport entre les économies d'échelle et les différents facteurs d'économie de l'échelle reste obscur selon lui. Afin d'éclaircir la contribution faite par les divers facteurs aux économies d'échelle, il propose une classification des sources en prenant d'abord celles qui sont affectées par les coûts de capital fixe, soit coûts fixes initiaux et fonds de roulement, ensuite celles affectées par les coûts d'opération, soit la spécialisation de la main d'œuvre, et enfin, les sources qui concernent les coûts de capital et d'opération, c'est-à-dire l'augmentation de la taille de la firme et la spécialisation de l'unité<sup>61</sup>.

Afin de trouver les explications possibles à cette fameuse décroissance des coûts, d'après Morvan (1985), la recherche des origines des économies d'échelle déborde la stricte analyse des rendements croissants. Plusieurs causes peuvent être évoquées pour expliquer ce

---

<sup>58</sup> Robinson E. A. G., 1958, *The Structure of Competitive Industry*, Chicago University Press.

<sup>59</sup> Robinson Austin, 1931, *The Structure of Competitive Industry*, Cambridge Economic Handbooks, Cambridge University Press.

<sup>60</sup> Pratten C.F. et Dean R.M., 1965, *The Economies of Large Scale Production in British Industry*, Department of Applied Economics Occasional Papers, N°3, Cambridge University Press.

<sup>61</sup> Silberston Aubrey, 1972, *Economies of Scale in Theory and Practice*, Economic Journal, dans Kuenne Robert, 1991, *Microeconomics : Theoretical and Applied*, Volume III, Elgar Reference Collection, England, p324.

phénomène, qu'il a classifiées en deux catégories : économies de dimension et économies de croissance<sup>62</sup>.

Les économies d'échelle proviennent de l'augmentation des quantités des facteurs employés (économies de dimension) : tantôt en accroissant leur taille, les firmes peuvent réduire les facteurs des inputs par unités produites, ce sont les « économies réelles », tantôt en prenant un certain pouvoir sur leur environnement, elles font baisser le prix des facteurs en renforçant le pouvoir de négociation vis-à-vis des fournisseurs et en conséquence en agissant sur les prix des facteurs des inputs, ce sont les « économies monétaires ».

Les économies réelles résultent, par une part, du processus productif lui-même, c'est-à-dire, lorsque la décroissance des coûts se justifie par la division du travail et par l'indivisibilité des équipements. Celle-ci est réalisée lorsqu'il faut impérativement une production à grande échelle pour utiliser à plein tous les facteurs<sup>63</sup>. Par une autre, les économies réelles sont liées aux principes de base comme celui des transactions (soit l'avantage des transactions de grande masse) ou au principe des multiples (les avantages qui sortent d'un bon équilibre du processus), au principe des réserves accumulées, qui met en lumière la possibilité de faire des erreurs dans les entreprises plus petites et enfin, par l'accumulation de l'expérience ou théorie de l'apprentissage.

En outre, parmi les économies réelles, les « économies de multiplication » naissent de l'effet produit par la multiplication du nombre des établissements, plutôt que de leur agrandissement lorsqu'une unité a atteint la taille minimale optimale. La multiplication des établissements réduit également les coûts du transport pour accéder à divers marchés. Pour le cas des réseaux électriques, elle permet d'améliorer les conditions techniques du réseau<sup>64</sup>, s'il s'agit de situer les centrales de génération sur les points optimaux. Certes, cette multiplication des établissements n'est ni automatique ni livrée à la spontanéité, car elle dépend largement de la structure du marché et du poids des coûts de transport.

Dans la même veine, les économies de substitution sont le résultat de la croissante substitution du capital au travail lorsque la taille des unités s'élève ou qu'une nouvelle technologie est introduite. Les économies d'intégration quant à elles naissent lorsque la taille des firmes est augmentée, ce qui permet de bénéficier des avantages de coûts. Enfin, les

---

<sup>62</sup> Morvan Yves, 1985, *Fondements d'Economie Industrielle*, Economica, Paris, p171.

<sup>63</sup> On peut évoquer le facteur de capacité des centrales électriques, déterminant en ce qui concerne l'efficacité.

économies de croissance sont liées plutôt à la vitesse de passage d'une activité à une autre qu'à la portée des économies d'échelle.

#### 2.1.4 Economies d'échelle et courbe en U

La théorie des économies d'échelle explique les caractéristiques techniques et économiques des structures des industries et relie la taille des firmes, le volume de la production et la formation des coûts. Les économies d'échelle en tant que processus réel ont été au cœur de l'évolution du coût, puisque celui-ci est devenu le résultat conjugué à la fois du progrès technique, des économies d'échelle et de l'effet d'apprentissage<sup>65</sup>. Ainsi, dans la courbe typique des coûts sous la forme en U, les rendements d'échelle se situent dans la phase où l'on constate une baisse du coût moyen de production alors que la production s'accroît.

Cependant, la courbe des coûts en U est une construction théorique issue d'observations empiriques et elle se rapporte seulement à un cycle de production<sup>66</sup>. De ce fait, elle se situe hors de la dynamique des changements techniques, organisationnels, structurels. Autrement dit, la courbe en U est une courbe notionnelle, c'est-à-dire, virtuelle (Dang, 1995).

Par ailleurs, une firme qui réalise des économies d'échelle doit connaître sa taille optimale, ce qui représente la condition dans laquelle la firme minimise ses coûts, sur la courbe en U de longue période. Néanmoins, du fait que cette forme en U de la courbe des coûts unitaires est souvent mise en cause, on préfère parler de taille minimale optimale plutôt que de taille optimale, puisque la détermination de la zone d'optimalité sur la courbe des coûts unitaires, d'après les nombreux travaux empiriques, montre que la courbe varie selon les industries<sup>67</sup>, les technologies<sup>68</sup> et, par conséquent, qu'elle doit être l'objet d'une remise en cause permanente.

Ainsi dans la réalité industrielle, la courbe des coûts n'a pas la forme en U caractérisée par l'approche néoclassique, mais la forme d'un U aplati, dont la base est parallèle aux

---

<sup>64</sup> La situation stratégique des centrales de génération est déterminante pour l'amélioration des conditions techniques du réseau, notamment à l'égard du voltage des lignes de haute tension et des autres paramètres comme les effets capacitatives et inductives et bien sur, le transport de l'énergie.

<sup>65</sup> Chevalier Jean Marie, 1995, *L'économie industrielle des stratégies des entreprises*, Montchrestien, Paris, p24.

<sup>66</sup> Dang Nguyen Godefroy, 1995, *Economie industrielle appliquée*. Librairie Vuibert, Paris, p142.

<sup>67</sup> Maurice S.C. et Smithson C.W., 1988, *Managerial Economics, Applied Microeconomics for decision Making*, 3<sup>e</sup> édition, Irwin.

<sup>68</sup> Dang Nguyen Godefroy, 1995, *Economie industrielle appliquée*. Librairie Vuibert, Paris, p141.

abscisses. Or, comme la taille minimale optimale correspond à la valeur minimale de production dans laquelle la courbe des coûts est à son minimum, cette courbe en U nous montre que les unités de production peuvent avoir des tailles minimales différentes pour des coûts de production égaux. Ceci explique alors l'existence de petites entreprises qui concurrencent des entreprises de grande taille<sup>69</sup>.

Diverses méthodes d'analyse ont été utilisées afin de repérer l'évolution des coûts. On en dénombre quatre. La première, « la méthode statistique », compare la structure des coûts de production d'une unité capable de produire différentes capacités de production par rapport à la structure des coûts de plusieurs unités de taille différente produisant une capacité fixe de production<sup>70</sup>.

La seconde démarche, « l'approche de l'ingénieur », interroge les responsables de la production sur les coûts correspondants à chaque projet par rapport à la taille, puis compare les coûts afin d'établir la relation entre coûts et projets<sup>71</sup>.

La troisième démarche est constituée par la « technique du survivant » élaborée par G.J. Stigler<sup>72</sup> en 1958. Selon cette méthode, les unités qui survivent et prospèrent dans le long terme fixent la taille minimale nécessaire pour être efficace. Les unités de taille inférieure disparaissent car elles ne sont pas efficaces.

La quatrième méthode s'appuie sur l'évolution de la rentabilité des firmes en fonction de leur dimension. Elle démontre que la taille la plus adéquate correspond à la rentabilité la plus forte, mesurée par le taux de profit. Cependant, même si certaines études montrent que les taux de profit des firmes s'élèvent régulièrement, il est difficile de détecter avec cette démarche les économies d'échelle.

---

<sup>69</sup> Cette possibilité remet en cause la démarche de l'école de Harvard. Après avoir déterminé la taille optimale efficiente et l'étendue du marché, cette démarche déduit, par simple division, le nombre optimal de concurrents qu'une industrie déterminée devrait supporter. Dang Nguyen Godefroy, 1995, *Economie industrielle appliquée*. Librairie Vuibert, Paris. p140.

<sup>70</sup> Malgré son caractère attractif, cette méthode est plus facile à décrire qu'à appliquer, car la tâche de collecter des statistiques homogènes devient trop compliquée, différences de coûts par rapport à différences d'échelle, degré d'emploi des facteurs, leur efficacité, et ainsi de suite. Morvan Yves, 1985, *Fondements d'Economie Industrielle*, Economica, Paris, p167.

<sup>71</sup> Bain J., 1956, *Barriers to new competition*, Cambridge, Harvard University Press, et Economies of Scale, concentration and the condition of entry in twenty manufacturing industries, dans *American Economic Review*, mars 1954.

<sup>72</sup> Stigler G.J., 1958, *The Economics of Scale*, *Journal of Law and Economics*, vol.1, p54-71. Pour une critique de cette méthode, voir J. Bain, 1969, *Survival Ability as a test of efficiency*, *American Economic Review*, vol. 59, p99-104.

## 2.2 La mesure des économies d'échelle

Afin d'analyser le rôle déterminant de la technologie sur la structure de l'industrie et son lien avec le concept de coût, il faut préciser la notion mathématique de la fonction de coût dans un ensemble technologique déterminé, notamment en ce qui concerne le cas multiproduit. Des cas de production monoproduit seront aussi analysés et ce, par l'approche néoclassique<sup>73</sup> et le biais des mathématiques.

### 2.2.1 La fonction de coût multiproduit dans un ensemble technologique

Le concept de base pour caractériser une technologie disponible par une firme peut être défini comme  $T$ ;  $T$  étant l'ensemble technologique des inputs et outputs qui sont disponibles pour une firme. On note  $x$  : comme le vecteur d'inputs  $r$  (ensemble de réels positifs) et  $y$  comme le vecteur des possibles outputs qui peuvent être choisis dans l'ensemble  $N = \{1, 2, \dots, n\}$ .

Alors l'ensemble technologique peut être défini comme :

$$T = \{(x, y) : y \text{ peut être produit à partir de } x\}. \quad (1)$$

Dans le cas d'un output unique,  $y = f(x)$ , et l'ensemble technologique :

$$T = \{(x, y) : y \leq f(x)\}. \quad (2)$$

Lorsque les vecteurs d'input  $x$  sont des éléments de l'ensemble  $X \subset \mathbb{R}_+^r$ , et les vecteurs d'output  $y$  sont des éléments de l'ensemble  $Y \subset \mathbb{R}_+^n$ , alors l'ensemble technologique

---

<sup>73</sup> L'AT&T (American Telegraph and Telephone), la plus grande entreprise du monde et première productrice mondiale d'équipement téléphonique grâce à sa filiale Western Electric, a été démantelée le 1<sup>er</sup> janvier 1984. Ce démantèlement a mis fin à un procès antitrust démarré 13 ans plus tôt, à l'initiative du Département de Justice des Etats Unis. C'est dans le cadre du démantèlement de l'AT&T que Baumol, Panzar et Willig, économistes des célèbres Bell Laboratoires, ont développé la formalisation de la théorie du monopole monoproduit et celle du monopole multiproduit au sein d'une théorie plus vaste - la théorie des marchés contestables - afin de défendre les intérêts d'AT&T. Pour tout ce qui concerne l'approche néoclassique et l'analyse mathématique, on a pris comme référence général les ouvrages suivants :

Baumol William, 1977, *On the Proper Costs Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry*, dans Joskow Paul, 2000, *Economic Regulation*, Elgar, USA

Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York.

Panzar John C et Willig Robert D., 1977, *Economies of Scale in Multioutput Production*, Quarterly Journal of Economics 91.

Panzar C. John, 1989, *Technological determinants of the firm and industry structure*, dans Handbook of Industrial Organization, Volumen I, Edited by R Schmalensee and R. D. Willig, Elsevier Science Publishers B. V., New York.

$T$  est un sous-ensemble non-vide de  $X \times Y$ , avec deux propriétés additionnelles, les outputs positifs exigent à l'entrée des inputs positifs et, par ailleurs, le processus de production doit être monotone.

Dans ces conditions, la fonction continue de transformation de production  $\varphi(x, y)$  est non-décroissante en  $x$  et non-croissante en  $y$ , de telle sorte que :

$$\varphi(x, y) \geq 0, \quad \text{si } (x, y) \in T.$$

La fonction de coût de production pour une telle technologie :

$$C(y, w) = \min_x \{w \cdot x : (x, y) \in T\} = w \cdot x^*(y, w), \quad (3)$$

Où  $x^*(y, w)$  est un vecteur efficient d'input, du coût minimum, pour produire le vecteur d'output  $y$ , lorsque les facteurs prix sont donnés par  $w$ , et  $x = x^*$  si la production est efficace.

$T$  peut être caractérisé par une fonction de transformation,  $\varphi(x, y)$ , avec une différentiabilité continue en  $x$  et en  $y_i$ , pour  $y_i > 0$ , sur les points  $(x, y)$ , où  $x$  est coût efficient pour  $y$ .

Une spécification générale et raisonnable de la fonction de coût, qui soit dérivable et qui tienne compte de la somme des coûts fixes et variables, pour  $y_i > 0$  et pour tout  $i \in N$ , peut être définie de la manière suivante :  $C(y) = F\{S\} + c(y)$ , où  $c$  a une différentiabilité continue et encore,  $c(0)=0$ ,  $S = \{i \in N : y_i > 0\}$  et  $F\{\emptyset\} = 0$ . L'utilité de cette construction peut être illustrée avec un simple exemple d'un produit double :

$$C(y_1, y_2) = \left\{ \begin{array}{l} F^{12} + c_1 y_1 + c_2 y_2, \Rightarrow y_1 > 0, y_2 > 0 \\ F^1 + c_1 y_1, \Rightarrow y_1 > 0, y_2 = 0 \\ F^2 + c_2 y_2, \Rightarrow y_1 = 0, y_2 > 0, \end{array} \right\} \quad (4)$$

Dans ces conditions, si  $F^1 > 0$ ,  $F^{12} > F^2$  et  $C(0,0)=0$ , et si on commence par la production de  $y_1$ , l'investissement des coûts fixes  $F^1$  sera nécessaire ; si la firme ajoute à la production de  $F^2$  celle de  $F^1$ , un coût additionnel de  $F^{12} - F^1$  devra être investi. Ainsi, pour plusieurs raisons, la compréhension de la structure d'une telle industrie passe par celle des coûts, et notamment dans les industries de réseau par celle des coûts fixes et variables.

## 2.2.2 Le degré des économies d'échelle

---

Sharkey William, 1982, *The theory of natural monopoly*, Bell Laboratories, Cambridge University Press, Murray Hill, New jersey, last published 1989.

D'une manière générale, les économies d'échelle existent lorsque le coût moyen diminue quand la production augmente. En même temps, l'existence d'économies d'échelle signifie que le coût marginal est inférieur au coût moyen. De cette façon, il est possible de mesurer les économies d'échelle à partir de la fonction de coût, en tenant compte des rapports entre coût moyen (CM) et coût marginal (Cm), car tout simplement si  $s = \frac{CM}{Cm}$ , pour  $s > 1$  nous avons des économies d'échelle,  $s = 1$  des rendements constants et,  $s < 1$  des déséconomies d'échelle (Carlton, 1998). Cependant, on doit différencier la production monoproduit de la production multiproduit, puisque cette dernière doit tenir compte de chaque produit participant à la production.

Le degré des économies d'échelle de la fonction du coût, défini pour l'ensemble des produits  $N = \{1, \dots, n\}$ , dans le vecteur  $y$ , peut être exprimé en termes mathématiques de la manière suivante :

$$S_n(y) = \frac{C(y)}{y \cdot \nabla C(y)} \equiv \frac{C(y)}{\sum_{i=1}^n y_i C_i(y)}, \text{ où } C_i(y) \equiv \frac{\partial C(y)}{\partial y_i} \quad (5)$$

Ainsi, l'existence d'économies d'échelle implique une augmentation proportionnelle de l'utilisation des facteurs de production qui entraîne un accroissement plus que proportionnel de la production (Carlton et Perloff, 1998). Mais, les économies d'échelle se définissent aussi à partir de la fonction de production, ce que Baumol (1982) considère comme le degré technologique des économies d'échelle<sup>74</sup>, car celle-ci indique la production maximale que l'on peut obtenir avec une quantité donnée de travail et de matières premières, dans une firme multiproduit<sup>75</sup>.

Par ailleurs, le degré des économies d'échelle technologiques est déterminé par les rapports entre les inputs et les outputs et s'exprime de la façon suivante :

---

<sup>74</sup> Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York. P43-88.

<sup>75</sup> S mesure les économies d'échelle à partir de la fonction de coût, tandis que  $\tilde{S}$  mesure les économies d'échelle à partir de la fonction de production. Comme la fonction de coût indique le coût minimum d'une production donnée, il est naturel de mesurer les économies d'échelle par le rapport du coût moyen au coût marginal. Au contraire, la fonction de production indique la production maximale que l'on peut obtenir avec une quantité donnée de travail et de matières premières, l'existence d'économies d'échelle implique qu'une augmentation proportionnelle de l'utilisation des facteurs de production entraîne un accroissement plus que proportionnel de la production. Par exemple, si une entreprise augmente de 10% l'utilisation de ses facteurs de production alors nous aurons des économies d'échelle si la production augmente de plus de 10%. Carlton W. Dennis et Perloff J. (1998), *Economie industrielle*, traduction de la 2è édition américaine par Fabrice Mazerole, Ouvertures Economiques, Paris, p73.

$$\tilde{S}(x, y) = - \frac{\left\{ \sum x_i \frac{\partial \varphi}{\partial x_i} \right\}}{\left\{ \sum y_i \frac{\partial \varphi}{\partial y_i} \right\}} \quad (6)$$

Les rendements d'échelle peuvent être croissants, constants ou décroissants, concomitamment à la valeur de  $S$  ou  $\tilde{S}$ , en tant qu'elle soit supérieure, égale ou inférieure à 1.

Lorsqu'il s'agit d'un monoproduit,  $\varphi(x, y) = f(x) - y$ , cette définition s'est réduite au concept dit « élasticité d'échelle ». Ce concept est défini comme l'élasticité à l'égard de  $t$  pour  $f(tx)$ , évalué à  $t = 1$ , c'est-à-dire :

$$e(tx) \equiv \frac{t \left[ \frac{df(tx)}{dt} \right]}{f(tx)} = \frac{t \left[ \sum x_i f_i(tx) \right]}{f(tx)} \quad (7)$$

où  $f_i \equiv \frac{\partial f}{\partial x_i}$ . Alors, (6) devient  $e(x) = \frac{\sum x_i f_i(x)}{f(x)}$  lorsque  $t = 1$ .

Or, pour le cas monoproduit,  $\frac{\partial \varphi}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i}$  et  $\frac{\partial \varphi}{\partial y_i} = -1$ .

En substituant ces équations à la définition (6), on peut obtenir :

$$\tilde{S} = \frac{\sum x_i f_i}{y} = \frac{\sum x_i f_i(x)}{f(x)} = e(x) \quad (8)$$

En fait, le degré des économies d'échelle à l'égard du coût pour un vecteur d'output  $y$  est établi, lorsque la firme doit faire face aux facteurs de prix  $w$ . Le degré des économies d'échelle est défini comme :

$$S(y, w) = \frac{C(y, w)}{\sum y_i C_i(y, w)} \quad (9)$$

Encore une fois, les rendements d'échelle doivent être considérés comme localement croissants, constants ou décroissants lorsque  $S$  est plus grand, égal ou plus petit que 1. Cependant, les économies d'échelle sont suffisantes mais non nécessaires pour que la courbe du coût moyen de la firme soit décroissante dans le cas uniproduit. Certes, pour le cas monoproduit,  $S$  sera réduit à :

$$S = \frac{C(y)}{yC'(y)} = \frac{CM(y)}{C'(y)} = \frac{CM}{Cm}$$

Les rendements d'échelle sont croissants, constants ou décroissants selon que  $S$  est plus grand, égal ou plus petit que l'unité. En outre :

$$\frac{dCM}{dy} = \frac{yC' - C}{y^2} = \frac{Cm - CM}{y}$$

dénote que la firme a des rendements d'échelle croissants, constants ou décroissants selon que la dérivée du coût moyen de la fonction à l'égard de l'output est négative, égale à zéro ou positive.

### 2.2.3 Degré technologique et fonction de coût des économies d'échelle

Il est difficile de voir le rapport entre la définition technologique des économies d'échelle  $\tilde{S}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  et la définition du coût  $S(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ , toutes les deux étant des concepts locaux, pris en chaque point de leur domaine.

En outre si le lien entre  $\tilde{S}$ , une propriété d'un point dans l'espace input/output, et  $S$ , propriété de la fonction du coût, n'est pas évident, ces notions sont cependant équivalentes : en effet,  $\tilde{S}(\mathbf{x}^*(\mathbf{y}, \mathbf{w}), \mathbf{y}) = S(\mathbf{y}, \mathbf{w})$  si la production est efficace, ce qu'on peut démontrer de la manière suivante :

La fonction de coût découle de la minimisation de  $(\mathbf{w} \cdot \mathbf{x})$ , pour  $\boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq \mathbf{0}$ , et  $\mathbf{x} \geq \mathbf{0}$ , ou de son équivalence en termes de coût :  $C(\mathbf{y}, \mathbf{w}) = \min_{\mathbf{x}} \{ \mathbf{w} \cdot \mathbf{x} : (\mathbf{x}, \mathbf{y}) \in \mathbf{T} \}$ .

En prenant  $\lambda$ , qui dénote le multiplicateur de Lagrange sur le point optimum, les conditions nécessaires par le théorème de Kuhn et Tucker sont :  $\mathbf{w}_i - \lambda \partial \boldsymbol{\varphi} / \partial \mathbf{x}_i \geq \mathbf{0}$ .

$$\mathbf{x}_i^* [ \mathbf{w}_i - \lambda \partial \boldsymbol{\varphi} / \partial \mathbf{x}_i ] = 0, \quad (10)$$

$$\boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}) \geq \mathbf{0}, \quad \lambda \geq \mathbf{0}, \quad \text{et} \quad \lambda \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}) = 0. \quad (11)$$

En réalisant la somme sur l'équation (10) ci-dessus :

$$\sum_i x_i^* \mathbf{w}_i - \lambda \sum_i x_i^* \partial \boldsymbol{\varphi} / \partial \mathbf{x}_i = 0, \quad C(\mathbf{y}, \mathbf{w}) = \lambda \sum_i x_i^* \partial \boldsymbol{\varphi} / \partial \mathbf{x}_i. \quad (12)$$

En outre, on sait que le Lagrangien optimal vaut :

$$C(\mathbf{y}, \mathbf{w}) = \mathbf{w} \cdot \mathbf{x}^* - \lambda \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}).$$

Selon l'application du théorème de l'enveloppe,  $\forall j$  :

$$\begin{aligned} \frac{\partial C(\mathbf{y}, \mathbf{w})}{\partial y_j} &= \frac{dx^*(\mathbf{y}, \mathbf{w})}{dy_j} \cdot [ \mathbf{w} + \lambda \mathbf{4}_x \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}) ] + \lambda \frac{\partial \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{y}, \mathbf{x}^*(\mathbf{y}, \mathbf{w}))}{\partial y_j} \\ C_j &= \frac{\partial C(\mathbf{y}, \mathbf{w})}{\partial y_j} = \lambda \frac{\partial \boldsymbol{\varphi}(\mathbf{y}, \mathbf{x}^*(\mathbf{y}, \mathbf{w}))}{\partial y_j} = \lambda \frac{\partial \boldsymbol{\varphi}}{\partial y_j} \end{aligned} \quad (13)$$

Lorsque  $\frac{dx_i^*(y, w)}{dy_j} = 0$ , si  $x_j^* = 0$ ,

et aussi, soit :  $w + \lambda \mathbf{4}_x \boldsymbol{\phi}(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}) = 0$ , si  $x_j^* > 0$ .

Multipliant (13) par  $y_j$ , sommant sur tous les inputs et utilisant (12) :

$$S(y, w) = \frac{C(y, w)}{\sum y_i C_i(y, w)} = - \frac{\lambda \sum x_i^* \frac{\partial \phi}{\partial x_i}}{\lambda \sum y_j \frac{\partial \phi}{\partial y_j}} = \tilde{S}(x^*(y, w), y),$$

Baumol (1982) et Panzar (1989) montrent que le degré technologique des économies d'échelle donne une idée équivalente au degré d'économie d'échelle de la fonction de coût d'une firme multiproduit.

#### 2.2.4 Le coût moyen radial

Dans le cas d'une fonction monoproduit, le niveau d'output joue un rôle important dans la structure de l'industrie. En effet, les industries cherchent à atteindre un niveau de production leur permettant de se situer sur le point minimum de la courbe en U de la fonction de coût. Néanmoins, pour le cas d'une firme multiproduit le concept du coût moyen n'est pas aussi clairement défini (Panzar, 1989).

Ainsi, dans le cas multiproduit, ce n'est pas le concept du coût moyen qui est appelé à jouer ce rôle crucial, mais la forme de la courbe du coût moyen radial qui indique le niveau d'output nécessaire pour atteindre les niveaux de rendement les plus élevés. Ce concept de la forme de coût moyen de la fonction multiproduit nous amène directement à celui du « monde multiproduit » que l'on comprend en réduisant les «  $n$  » dimensions à une seule et en fixant les proportions dans lesquelles les différents outputs de la firme sont produits.

Le coût moyen radial pour produire le vecteur d'output  $\mathbf{y} \rightarrow 0$ , RAC ( $\mathbf{y}$ ), est défini par :

$$\text{RAC}(\mathbf{y}) = \frac{C(\mathbf{y})}{\alpha \cdot \mathbf{y}} = \frac{C(\mathbf{y})}{\sum \alpha_i y_i}, \quad \alpha > 0.$$

C'est le rapport entre le coût total de production du vecteur  $\mathbf{y}$  et d'un niveau d'output composite quelconque  $\alpha \cdot \mathbf{y}$ . On peut dire que le RAC est croissant (respectivement décroissant) en  $\mathbf{y}$ , si RAC ( $t\mathbf{y}$ ) est une fonction croissante (décroissante) de la valeur scalaire  $t$ ,

en  $t=1$ . Or, la dérivée par rapport à  $t$  de  $RAC(ty)$ , évaluée en  $t=1$ , est négative, nulle ou positive selon que le degré des économies d'échelle  $S(y)$  est supérieur, égal ou inférieur à 1.

$$\text{Nous savons que : } RAC(ty) = \frac{C(ty)}{\alpha \cdot ty},$$

$$\frac{d[RAC(ty)]}{dt} = \frac{[t(\alpha \cdot y)(y \cdot \nabla C(ty)) - (\alpha \cdot y)C(ty)]}{t^2(\alpha \cdot y)^2} = \frac{[1 - S(ty)][y \cdot \nabla C(ty)]}{t^2(\alpha \cdot y)}$$

$$\text{de sorte que : } \frac{d[RAC(ty)]}{dt} = [1 - S(ty)] \frac{y \cdot \nabla C(ty)}{t^2(\alpha \cdot y)}.$$

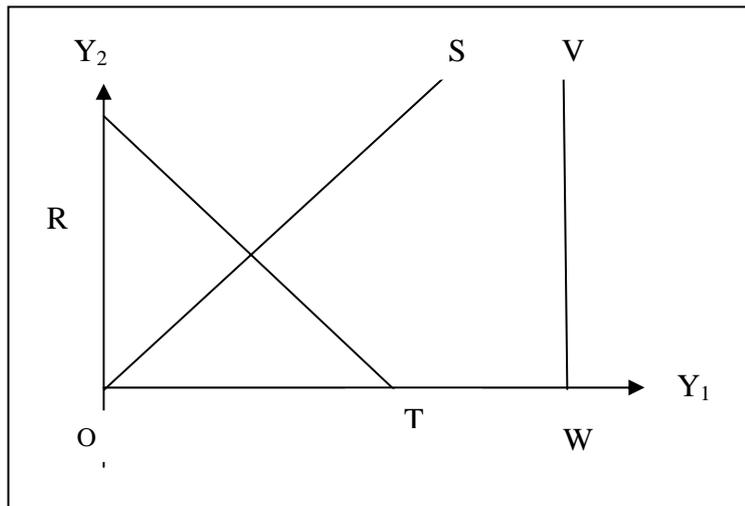
Ainsi, comme pour le cas monoproduit, la firme aura  $RAC(ty)$  décroissants (respectivement croissants) si le degré d'économies d'échelle  $S$  est supérieur (inférieur) à 1. Comme le coût moyen dans le cas monoproduit, un  $RAC$  décroissant indique la présence des économies d'échelle et les courbes du  $RAC$  gardent la forme en U.

Le vecteur avec un scalaire  $\alpha$ , dans cette définition, est tout à fait arbitraire, de même que les unités avec lesquelles est mesuré chaque niveau d'output. Néanmoins, cette construction artificielle d'un dénominateur pour le coût moyen multiproduit établit formellement un rapport entre la courbe des  $RAC$  et un point dans l'espace des outputs des économies d'échelle réalisées par la firme, de même que dans le cas monoproduit. La seule complication dans le cas multiproduit vient de la taille de l'output composite dans laquelle l'épuisement des économies d'échelle variera en fonction de la composition de l'output. En conséquence, pour le cas multiproduit, l'épuisement des économies d'échelle est représenté par un hyperplan à la différence d'un monoproduit où il n'y a qu'un seul point.

### 2.2.5 Les économies d'échelle spécifiques

La caractéristique des économies d'échelle multiproduit est la diminution des coûts des vecteurs d'output de façon proportionnelle aux vecteurs d'input, ceci étant le résultat notamment des changements technologiques. Ce phénomène est visible dans le graphique n°1.1. Ainsi, dans cette représentation graphique, lorsqu'on ne prend que la surface donnée par les vecteurs  $y_1, y_2$ , les économies d'échelle sont caractérisées par le comportement des coûts moyens radiaux  $RAC$ . Les économies d'échelle varient en fonction du changement de l'output tout au long du rayon  $OS$ . Cependant, l'élévation de la production de la firme exige une inflexion sur la droite  $VW$  plutôt que sur l'axe  $OS$ .

**Graphique n°1.1 : Coûts moyens radiaux**



Source : Panzar (1889) p12.

Néanmoins, avant d’approfondir la discussion sur les économies multiproduit, il faut s’attarder un peu sur d’autres définitions comme le coût incrémental.

### 2.2.6 Le coût incrémental monoproduit et multiproduit

Si le coût incrémental du produit  $i \in N$ , en  $y$ , noté  $IC_i(y)$ , peut être défini comme :  $IC_i(y) \equiv C(y) - C(y_{\hat{i}})$ , où  $\hat{i} = \{j \in N : j \neq i\}$ , soit le complément de  $i$  dans  $N$ , et aussi  $y_{\hat{i}}$  est un vecteur avec un composant zéro au lieu de  $y_i$ , et des composants égaux à ceux de  $y$  pour les autres produits. Par exemple, dans le cas d’un produit unique, pour  $y_2 > 0$ , le coût incrémental de  $y_1$  dans la fonction de coût de l’équation (4) sera donné par :

$$IC_1 = F^{12} - F^2 + c_1 y_1, \text{ et aussi : } AIC_1 = c_1 + (F^{12} - F^2) / y_1$$

Le coût incrémental pour un ensemble  $T \subset N$  dans le vecteur  $y$  est donné par  $IC_T = C(y) - C(y_{\hat{T}})$ . (14)

quand  $\hat{T}$  représente le complément de  $T$  dans  $N$  et,  $y_{\hat{T}}$  est un vecteur avec des composants égaux à  $y$  pour les produits dans l’ensemble  $\hat{T}$  et zéro pour les produits dans l’ensemble  $T$ .

En conséquence, si le coût incrémental moyen d’un produit  $i$  est conçu comme :

$$AIC_i(y) \equiv \frac{IC_i(y)}{y_i} \quad (15)$$

le coût incrémental moyen se définit comme « le coût moyen directement associé à un produit ou à un groupe de produits parmi ceux que fabrique l'entreprise »<sup>76</sup>.

Nous pouvons calculer alors, à partir des IC, pour un multiproduit, le coût incrémental moyen radial (AIC) avec le rapport :  $AIC_T(y) = \frac{IC_T(y)}{\alpha \cdot y_T}$  (16)

Ainsi le degré d'économies d'échelle spécifiques pour un produit unique  $i$  dans un vecteur  $y$  est donné par :  $S_i = \frac{IC_i(y)}{y_i C_i(y)} = \frac{AIC_i}{MC_i}$ , (17)

et pour un multiproduit :  $S_T(y) \equiv \frac{IC_T(y)}{y_T \cdot \nabla C(y)}$ , (18)

toujours pour un ensemble  $T \subset N$ , dans un vecteur  $y$ , ce qui nous montre que les économies d'échelle spécifiques sont croissantes (respectivement décroissantes) si  $S_T(y) > 1$ , (inférieur à 1). Bien entendu, les économies d'échelle spécifiques sont croissantes lorsque le coût incrémental moyen radial  $AIC_T(y)$  est décroissant.

Les rapports entre le degré global des économies d'échelle  $S(y)$  et le degré des économies d'échelle qui appartient à un sous-ensemble de produits  $T$  et son complément  $\hat{T}$ , en utilisant les définitions (14) et (18) seront :

$$\text{pour } \alpha_T = \frac{y_T \cdot \nabla C}{y \cdot \nabla C} \cdot S = \frac{\{\alpha_T S_T + (1 - \alpha_T) S_{\hat{T}}\}}{\{(IC_T + IC_{\hat{T}}) / C\}}, \quad (19)$$

Si le dénominateur de cette expression est 1, alors le degré global des économies d'échelle peut être un moyen simple et lourd de mesurer le degré du sous ensemble  $T$  ou d'un autre sous-ensemble de produits et de leur complément. Autrement dit, si le processus de production utilisé pour  $T$  et  $\hat{T}$  est totalement séparable, alors le dénominateur sera égal à 1. Nous pouvons utiliser la définition du coût incrémental (16) en prenant son dénominateur, ce qui permet d'arriver à l'expression :

$$\frac{[C(y) - C(y_{\hat{T}}) + C(y) - C(y_T)]}{C(y)}, \text{ où } : 1 + \frac{[C(y) - C(y_{\hat{T}}) - C(y_T)]}{C(y)} \quad (20)$$

Dans la dernière expression mathématique, nous pouvons conclure que si le processus de production pour les outputs  $T$  et  $\hat{T}$  est véritablement indépendant, alors le coût total pour la production de tous les  $n$  produits sera exactement égal à la somme des coûts de production

<sup>76</sup> Dang Nguyen Godefroy, 1995, *Economie industrielle appliquée*. Librairie Vuibert, Paris, p148.

isolée des sous-ensembles  $T$  et  $\hat{T}$  [soit  $C(y_T)$  et  $C(y_{\hat{T}})$ ]. Cependant, lorsque les économies de la « production jointe » sont présentes, le coût total est inférieur à la somme des coûts de production isolée de chaque produit. Dès lors, l'expression (19) sera certainement inférieure à 1, et le degré général des économies dépassera la somme totale des mesures des deux produits.

### **2.3 La portée du concept des économies d'échelle et les industries de réseau**

D'après Joskow (1974), pendant les décennies des années cinquante et soixante au 20<sup>ème</sup> siècle, l'industrie électrique aux Etats Unis a connu une croissance productive rapide, des prix réels et nominaux décroissants, une performance financière excellente et très peu de régulation ou de controverse politique. En dépit de nombreuses études économiques soulignant les imperfections sur les performances de l'industrie électrique, notamment « sur la nécessité d'acquérir une meilleure coordination entre les firmes, dont une bonne partie étaient considérées très petites pour exploiter les économies d'échelle disponibles »<sup>77</sup>, le marché de la production électrique n'a pas connu de grandes réformes structurelles. Ce qui nous intéresse ici, c'est de montrer que l'exploitation des économies d'échelle disponibles est liée à l'existence d'une industrie de réseau énergétique.

Il n'est pas abusif d'estimer que c'est la notion d'économies d'échelle qui est située à la base du corpus théorique de l'économie industrielle. Cela offre une approche objective des industries de réseau. Plusieurs niveaux doivent être pris en compte. Tout d'abord, les économies d'échelle ont un rôle déterministe sur la structure et sur la stratégie des firmes. Autrement dit, elles agissent sur l'intégration verticale<sup>78</sup> à cause de l'augmentation de la taille des firmes et de la nécessité de coordonner la production à grande échelle pour bénéficier de la réduction de coûts qui en résulte (Carlton et Kramel, 1983). Ensuite les économies d'échelle en déterminant la taille minimale optimale introduisent des barrières à l'entrée<sup>79</sup>. En effet, toute firme qui souhaite entrer sur le marché doit atteindre la taille minimale optimale

---

<sup>77</sup> Joskow Paul, 1974, Inflation and Environmental Concern : Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation, *Journal of Law and Economics*, vol 17, p291-327.

<sup>78</sup> Carlton Dennis et Klammer M., 1983, *The Need for Coordination Among Firms with Special Reference to Network Industries*, *University of Chicago Law Review* 50, p446-65.

<sup>79</sup> Bain Joe S., 1956, *Barriers to New Competition*, Cambridge, Harvard University Press.

afin de bénéficier des économies d'échelle (Bain, 1956). Enfin, bien que les économies d'échelle ne soient pas une condition nécessaire pour l'existence d'un monopole, elles se trouvent à la base des conditions de sous-additivité. Celle-ci est une propriété déterminante du monopole naturel (Sharkey, 1982).

L'une des études pionnières sur l'industrie électrique a été développée par Nerlove (1963) en utilisant des données de l'industrie électrique nord-américaine de 1955. Celle-ci est censée être une source d'économies d'échelle. La fonction de coût de Cobb-Douglas était à la base de l'étude de Nerlove :

$$\ln C = K + \frac{1}{S} \ln y + \frac{1}{S} \sum \alpha_i [\ln p_i].$$

Le degré des économies d'échelle d'une industrie d'énergie électrique, considérée comme un monoproduit, a été représenté dans le modèle par S ; le facteur  $p_i$  rapporte les prix de la main d'œuvre, du combustible et du capital et,  $\sum \alpha_i$  est un facteur scalaire qui peut être pondéré jusqu'à 1. Néanmoins, la contrainte à l'égard des rendements d'échelle constituait un inconvénient dans la mesure où ces rendements devaient être les mêmes pour tous les niveaux d'outputs et les prix des facteurs de production, (Panzar 1989)..

Ensuite, Nerlove avait travaillé sur l'hypothèse dite de « rendements d'échelle avec des variations neutres et continues », c'est-à-dire que le degré des économies d'échelle dépendait plus du niveau d'output plutôt que des prix des facteurs de production auxquels la firme devait faire face. L'équation se transforme ainsi :

$$\ln C = K + \alpha [\ln y] + \beta [\ln y]^2 + \sum \alpha_i [\ln p_i].$$

Christensen et Greene (1976) ont précisé que l'erreur de Nerlove se situait sur les paramètres d'évaluation qu'il avait utilisés afin de calculer son degré d'économies d'échelle. Si bien qu'ils ont analysé les économies d'échelle de l'industrie électrique en utilisant des données de 1970 avec la fonction de coût logarithmique suivante :

$$[\ln C] = K + \alpha Y + \beta Y^2 + \sum \alpha_i P_i + \sum \sum b_{ij} P_i P_j + \sum \gamma_i Y P_i ,$$

où les majuscules représentent les logarithmes naturels des variables indépendantes y et  $p_i$ .

Les études de Nerlove, Christensen et Greene ont défini des références rigoureuses, une vision générale et des études empiriques des économies d'échelle. Pourtant, ils n'ont traité l'énergie électrique que comme un monoproduit, négligeant le caractère multiproduit de

la production électrique et le fait que les industries nord-américaines vendaient du gaz associé à l'électricité (Panzar, 1989).

Lorsqu'on cherche à expliquer la structure et les stratégies des firmes, l'étendue de la notion des économies d'échelle est limitée. Dans ces conditions, elle doit être nuancée, car la présence d'économies d'échelle n'est pas le seul facteur déterminant de la taille et de la croissance des firmes ; encore faut-il penser aux coûts de transaction<sup>80</sup> (Williamson, 1975) et au concept des actifs spécifiques<sup>81</sup> comme le capital physique, le capital humain et le capital localisé en un lieu spécifique. Ces actifs spécifiques évoquent les caractéristiques des réseaux électriques dans la phase de la distribution à moyen et haut voltage, notamment pour fournir de l'électricité aux industriels et aux grands commerçants (Williamson, 1968).

Par ailleurs, l'existence d'une taille optimale des firmes ne conduit pas toutes les firmes à l'adopter. Cela s'explique, d'abord par une première limite pratique basée sur l'évaluation du concept d'économies d'échelle. C'est un phénomène économique qui, parmi d'autres concepts, se heurte à de nombreux problèmes lorsqu'on cherche à le mesurer et à le quantifier. En second lieu, cela tient à la caractérisation de la fonction de production de chaque firme<sup>82</sup>, afin de rendre compte de la spécificité de chaque entreprise en ce qui concerne la technique de production (Legendre, 1992). Enfin, comme Cette et Szpiro (1989) le montrent, les effets de taille varient d'une branche à l'autre<sup>83</sup>, sur la base du rapport établi entre la productivité et la taille. Ce type de travail toutefois reste fortement dépendant de l'échantillon considéré, les résultats étant très sensibles aux définitions des branches et de la fiabilité des statistiques<sup>84</sup>.

Finalement, la taille optimale dépend aussi bien de chaque pays, de chaque économie, car comme dit Silberton (1972), « une unité qui ne représente que 1% du marché aux Etats Unis, peut représenter néanmoins une partie très importante dans le marché australien ou dans le marché nigérien. Il en découle que si les économies d'échelle sont « importantes » ou non, c'est en fonction du marché aussi bien que du capital nécessaire pour construire l'unité de

---

<sup>80</sup> Williamson Oliver, 1975, *Markets and Hierarchies-Analysis and Antitrust Implications : A Study in the Economics of the Internal Organization*, New York, The Free Press.

<sup>81</sup> Williamson Oliver, 1968, p95-6.

<sup>82</sup> Legendre F., 1992, La distribution des rendements d'échelle dans l'industrie, une illustration à partir d'un panel de plus de 700 entreprises françaises, *Revue Economique*, N°1, vol 43, p71-100.

<sup>83</sup> Cette G. et Szpiro D., 1989, *Les entreprises françaises, sont elle bien dimensionnées ?*, Economie et Statistique, janvier - février.

<sup>84</sup> Selon la considération de Dang Nguyen Godefroy, 1995, *Economie industrielle appliquée*. Librairie Vuibert, Paris, p139.

l'échelle optimale. Et même, l'aspect du capital a son composant relatif car un grand capital pour un pays peut ne pas l'être pour un autre. Les grands pays sont évidemment mieux placés que les petits, dès lors ils profitent beaucoup plus des économies d'échelle<sup>85</sup>. Dans le domaine électrique, nous pouvons prendre la liberté de substituer le mot « centrale électrique » par exemple, au mot « usine » dans l'expression de Silberston.

Le plus souvent, les entreprises fabriquent différents produits qui ont souvent des points communs et utilisent la même structure productive. Lorsqu'une entreprise fabrique plus de deux produits, elle peut être qualifiée d'entreprise multiproduit, ce qui a été analysé de façon détaillée par Baumol, Panzar et Willig (1982), ainsi que par Panzar (1989) sous le nom d'économies d'envergure, ce qui nous allons traiter maintenant.

### **Section 3 Les économies d'envergure et les industries de réseau**

En général, une activité économique présente des économies d'envergure<sup>86</sup>, quand il est plus avantageux de regrouper plusieurs biens dans la même unité de production (Dang, 1995). Ainsi, la réduction de coût obtenue par une firme, en réalisant des économies d'envergure, génère un avantage concurrentiel.

Les entreprises tendent à se constituer en tant que firmes multiproduit dans le paysage industriel actuel. Pour Panzar (1981), parmi les industries de réseau, celles des services électriques sont considérées non seulement comme productrices de différentes variétés de services, mais aussi comme relevant de différentes structures de coût<sup>87</sup>. D'une manière générale, dans les entreprises électriques, on peut considérer le produit énergétique comme produit unique parce que le courant d'électrons apparaît comme un monoproduit dans la mesure où il traverse la chaîne de l'amont à l'aval. Cependant, l'énergie électrique peut être fournie à haute, moyenne et basse tension. Ces différentes tensions correspondent à différentes puissances et énergies. En conséquence, selon chaque condition le réseau présente une structure de coûts différente. De ce fait, la production électrique ne peut être considérée comme monoproduit. Pour Joskow (1989), la nature d'industrie multiproduit est immanente

---

<sup>85</sup> Silberston Aubrey, 1972, *Economies of Scale in Theory and Practice*, Economic Journal, p378.

<sup>86</sup> Aussi bien appelées économies d'association, de gamme ou de variété, ce concept théorique a vu le jour dans les années soixante-dix, en réalisant des études pour les laboratoires Bell, menés par J.C. Panzar et R.D. Willig.

<sup>87</sup> Panzar J.C. et Willig R.D., 1981, *Economies of Scope*, American Economic Review, p269.

aux réseaux électriques. Cela tient au fait que l'électricité doit être délivrée à différents voltages, temps de livraison et facteurs de charge.<sup>88</sup>

En outre, depuis la seconde guerre mondiale, les changements technologiques ont conduit les firmes électriques à internaliser leurs services de télécommunications en utilisant les mêmes structures pour le transport d'énergie et les signaux de voix, de protection et de contrôle. Avec la croissance du trafic des signaux, certaines firmes ont externalisé ce service, en utilisant celui offert par les entreprises de télécommunications. Aujourd'hui, certaines firmes de transport électrique<sup>89</sup> utilisent des fibres optiques. Ces dernières transportent des signaux de télécommunications par l'intermédiaire des lignes à haute tension. C'est un phénomène typique d'un multiproduit, témoin de l'existence des économies d'envergure. Autrement dit, il s'agit des économies atteintes grâce à la production de différents outputs au sein d'une même structure industrielle, par opposition à leur production isolée dans des structures spécialisées.

### **3.1 La notion et la mesure des économies d'envergure**

Bien que le terme d'économie d'envergure soit nouveau dans la caractérisation des propriétés de la technologie productive de la fonction de coût multiproduit<sup>90</sup>, son origine remonte à la notion marshalienne de « produits joints » du 20<sup>ème</sup> siècle que Marshall définissait ainsi :

« Certaines choses ne peuvent être produites aisément de manière séparée ; au contraire elles proviennent d'une origine commune et peuvent dès lors être considérées comme des produits joints, comme dans les cas de la viande du bœuf et le cuir, du blé et de la paille. »<sup>91</sup> Ainsi, pour Marshall, d'un même input peuvent parfois découler des produits divers. Selon l'exemple de Marshall, notre agriculteur, en cultivant du blé destiné à la production de farine, obtient systématiquement deux produits, du blé et de la paille. Cependant, il semblerait impossible de séparer la production de chacun des deux produits du fait de la nature jointe de la production. Cela nous conduit à penser que si le producteur

---

<sup>88</sup> Joskow Paul, 1989, Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry, Broking Papers on Economic Activity, p140.

<sup>89</sup> C'est notamment le cas de l'entreprise de transport d'électricité ISA (Interconexion Electrica SA) en Colombie.

<sup>90</sup> Le terme « économies d'envergure » fut introduit et défini précisément par Panzar et Willig en 1975. Panzar (1989), p16.

décide de se spécialiser dans la production de l'un des deux outputs, il devra faire face à des coûts supplémentaires, afin de se débarrasser de l'autre produit qui découle obligatoirement de son processus productif.

La notion des économies d'envergure définie par Panzar et Willig n'est pas similaire à celle du phénomène technologique de « intrinsic jointness » de l'approche marshalienne, dans la mesure où celle-ci entraîne fatalement la production d'un multiproduit. La notion des économies d'envergure considère qu'au delà des économies d'échelle dérivant de la taille de la firme, il existe des économies d'envergure qui sont le résultat de la production simultanée des  $n$  outputs divers dans une seule entreprise et selon un choix stratégique.

Certes, Marshall (1920) mentionne, en complément de la notion de production jointe, la possibilité pour une firme déterminée de tirer avantage d'une même structure productive afin de produire différentes catégories de produits. Cela constitue une notion germinale du véritable concept d'économies d'envergure mais elle reste pourtant une notion allusive dans les écrits de Marshall<sup>92</sup>.

Dans l'approche néoclassique la notion d'économies d'envergure apparaît plus clairement : « les économies de coûts peuvent résulter d'une production simultanée de différents outputs dans une même entreprise, au contraire de leur production isolée, chacun dans sa firme particulière, ce qui signifie qu'il y a des économies dérivant de l'importance de l'activité de l'entreprise. »<sup>93</sup> Par contre, l'approche marshalienne est pertinente à l'égard du caractère intrinsèque des branches productives où la production d'un output implique des outputs dérivés. Ce phénomène est assez fréquent notamment dans les industries chimique et pétrolière, dont Marshall avait connu l'essor.

### **3.1.1 Le concept d'économies d'envergure**

C'est pendant les années 70 que Panzar et Willig développent des études sur les économies d'échelle, par rapport à la taille et aux activités d'une firme. Ils constatent que les économies de coût proviennent de l'envergure des activités de la firme, c'est-à-dire de la production simultanée de différents produits dans une seule entreprise. Sur ces observations, il

---

<sup>91</sup> Marshall Alfred, 1920, p321-322.

<sup>92</sup> Marshall Alfred, 1920, p323.

<sup>93</sup> Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982 ), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York, p71.

se sont attachés à la recherche des liens existant entre les économies d'envergure et d'échelle (Panzar et Willig 1977). Ces travaux ont ensuite été repris dans les années 80 par Baumol, Panzar et Willig (1982). S'il est moins coûteux de fabriquer deux produits ensemble (production jointe) plutôt que séparément, on dit qu'il existe une économie de multi-production. En termes mathématiques le concept des économies d'envergure est formalisé de la manière suivante :

Soit  $P = \{T_1, \dots, T_m\}$  une partition non vide et non triviale de  $Z \subseteq N$ . Où d'abord :  $\bigcup_{i=1}^{i=m} T_i = S$ , ensuite  $T_i \cap T_j = \emptyset$  pour  $i \neq j$ , et finalement :  $T_i \neq \emptyset$  et  $m > 1$ .

Il y a des économies d'envergure pour le plan  $y_s$  par rapport à la partition  $P$ , si :

$$\sum_{i=1}^{i=m} [C(y_{T_i})] > C(y_s),$$

les économies d'envergure seront faibles si cette inégalité est faible plutôt que stricte. En revanche, les déséconomies d'envergure se réalisent si cette inégalité est inversée. En outre, les économies d'envergure se produisent lorsque, pour un groupe donné de produits, la somme des coûts de production isolée,  $SAC^{94}$ , est supérieure au coût total de la production simultanée de tous les produits du groupe.

Par exemple, dans le cas d'un simple double produit,  $N = \{1,2\}$  et  $P = \{1,2\}$ . On peut dire que les économies d'envergure sont donc présentes dans le vecteur d'output  $(y_1, y_2)$  si :

$$C(y_1, y_2) < C(y_1, 0) + C(0, y_2).$$

Selon les auteurs<sup>95</sup> : « des épargnes de coût peuvent résulter d'une production simultanée des outputs différents dans une firme unique, au contraire de sa production isolée, chacun par sa firme propre et spécialisée, ce qui apparaît comme des économies qui résultent de l'envergure des opérations de la firme ».

Dans le cas général de l'exemple de l'équation (4), il y a des économies d'envergure à condition que :  $F^{12} < F^1 + F^2$ .

### 3.1.2 Degré des économies d'envergure

Le degré des économies d'envergure en  $y$   $SC_T(y)$  à l'égard de l'ensemble de produits  $T$  et la partition  $P = \{T, \hat{T}\}$  de  $N$  est défini de la façon suivante :

---

<sup>94</sup> Stand-alone cost dont sa traduction : coût de production isolée.

$$SC_T(y) \equiv \frac{[C(y_T) + C(y_{\hat{T}}) - C(y)]}{C(y)}. \quad (21)$$

Autrement dit, le degré des économies d'envergure en  $y$ ,  $SC_T(y)$ , quantifie en pourcentage l'accroissement de coût qui résulterait de la division du vecteur de production  $y$  de la firme selon les lignes de produits  $T$  et  $\hat{T}$ . Si  $SC_T(y) > 0$ , nous sommes en présence d'économies d'envergure.

En outre, si tous les produits ont des coûts incrémentaux positifs, nous pouvons dire aisément que le degré des économies d'envergure doit être inférieur à l'unité pour une partition binaire. Ainsi, en présentant les termes dans un nouvel ordre, la définition (21) peut être réécrite comme :

$$SC_T(y) = 1 - \frac{[IC_T(y) + IC_{\hat{T}}(y)]}{C(y)} < 1 \quad (22)$$

Par ailleurs, l'équation (22) nous permet d'examiner le rôle des économies d'envergure à l'égard du degré du produit spécifique et des économies d'échelle globales. Ainsi, en reprenant (22), l'équation (19) peut être réécrite comme :

$$S(y) = \frac{[\alpha_T S_T + (1 - \alpha_T) S_{\hat{T}}]}{[1 - SC_T(y)]}.$$

Disons d'emblée que dans le cas d'une entreprise multiproduits, il est nécessaire de bien distinguer les économies d'échelle des économies d'envergure, car les définitions peuvent être contradictoires. Selon Panzar (1989) : « c'est la présence des économies d'envergure que magnifie l'étendue de toutes les économies d'échelle au-delà de ce qui résulterait d'une simple somme pondérée de chaque produit spécifique ». C'est ainsi que la définition du degré des économies d'envergure permet d'appréhender le rapport entre, d'une part, les économies d'envergure, les économies d'échelle spécifiques à un produit et, d'autre part, les économies d'échelle agrégées.

Lorsque le degré des économies d'envergure est égal ou inférieure à zéro, nous sommes devant des déséconomies d'envergure. Le degré des économies d'échelle agrégées s'exprime tout simplement comme la somme pondérée des économies d'échelle spécifiques à chaque output.

---

<sup>95</sup> Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York, p71.

En revanche, lorsque que nous sommes en situation d'économies d'envergure, c'est-à-dire quand le degré des économies d'envergure est supérieur à zéro, le degré des économies d'échelle agrégées est supérieur à la simple somme pondérée des économies d'échelle spécifiques à un produit.

Par conséquent, c'est l'ensemble du triptyque des coûts incrémentaux moyens décroissants, des économies d'envergure et des économies d'échelle agrégées qui produisent un ensemble d'outputs amplifiés. Ainsi, même s'il existe des déséconomies d'échelle propres à un produit déterminé, la seule présence des économies d'envergure permet de conférer des économies d'échelle générales à l'ensemble des produits<sup>96</sup>.

## 3.2 Propriétés de la fonction de coût multiproduit

Afin de déduire aisément et directement la présence d'économies d'envergure, lorsque nous sommes devant une fonction de coût multiproduit, il convient de vérifier si la technologie de la firme est inhérente à certaines propriétés comme les suivantes :

### 3.2.1 Complémentarité faible de coûts

Une fonction doublement dérivable de coût multiproduit présente des complémentarités de coût faibles sur l'ensemble  $N$  des produits jusqu'au niveau  $y$ , pour

$$\forall (i \neq j), \text{ et pour tout } 0 \leq \hat{y} \leq y, \text{ si : } \frac{\partial^2 C(\hat{y})}{\partial y_i \partial y_j} \equiv C_{ij}(\hat{y}) \leq 0$$

La présence de faibles complémentarités de coûts implique que le coût marginal pour produire un bien quelconque  $i$  ne doit pas croître alors que la quantité d'un autre produit augmente. Cette condition est considérée comme une propriété normale de la production jointe.

### 3.2.2 Complémentarité et économies d'envergure

Une fonction multiproduit de coût doublement dérivable, caractérisée par une faible complémentarité de coûts sur  $N$  jusqu'au niveau d'output  $y$ , présente des économies d'envergure en  $y$  par rapport à toutes les partitions de  $N$ .

---

<sup>96</sup> Chevalier J-M. (1995), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Montchrestien, Paris, p107.

C'est-à-dire, si  $\frac{\partial^2 C(\hat{y})}{\partial y_i \partial y_j} \equiv C_{ij}(\hat{y}) \leq 0$ ,  $i \neq j$ , pour tous les  $0 \leq \hat{y} \leq y$ . La présence de

complémentarités faibles de coût implique, que le coût marginal pour produire un produit quelconque n'augmente pas avec l'accroissement de la quantité de l'autre produit.

La preuve est la suivante : soit la partition  $P = \{T, \hat{T}\}$  de  $N$ . Par définition, si  $C(y)$  porte des économies d'envergure pour le plan  $y$  et à l'égard à la partition  $P$  :

$$C(y_T) + C(y_{\hat{T}}) \geq C(y).$$

$$\Leftrightarrow C(y_T) + C(y_{\hat{T}}) \geq C(y_T + y_{\hat{T}}) + C(0)$$

$$\therefore [C(y_T + y_{\hat{T}}) - C(y_T)] - [C(y_{\hat{T}}) - C(0)] \leq 0.$$

Si la fonction  $C$  est doublement dérivable, la condition à démontrer est :

$$[C(y_T + y_{\hat{T}}) - C(y_T)] - [C(y_{\hat{T}}) - C(0)] < 0. \quad (23)$$

Le premier terme en crochets peut être réécrit comme :  $\int_{\Gamma} \sum_{i \in \hat{T}} [C_i(y_T + x_{\hat{T}}) dx_i]$

Et le second :  $\int_{\Gamma} \sum_{i \in \hat{T}} [C_i(x_T) dx_i]$

Au cas où  $\Gamma$  est une courbe continue et monotone de 0 à  $y_T$ .

Tout en substituant sur (23) :

$$\int_{\Gamma} \sum_{i \in \hat{T}} [C_i(y_T + x_{\hat{T}}) dx_i] - \int_{\Gamma} \sum_{i \in \hat{T}} [C_i(x_T) dx_i] = \int_{\Gamma} \sum_{i \in \hat{T}} \int_{\Lambda} \sum_{i \in T} C_{ij}(z_T + x_{\hat{T}}) dz_j x_i < 0,$$

où  $\Lambda$  est une courbe monotone entre 0 et  $y_T$ .

La condition double de différentiabilité constitue le principal problème pour montrer l'existence des économies d'envergure car elle est trop contraignante dans la mesure où elle doit être la même partout, aussi bien à l'origine que tout au long des axes.

### 3.2.3 Economies d'envergure et coûts fixes

Les économies d'envergure surviennent en cas de complémentarité de coûts et en cas de coûts et charges fixes. Afin de prendre en compte cet aspect et son implication sur les économies d'envergure, on peut formuler la fonction de coût total multiproduit de sorte que :

$$C(y) = F\{S\} + c(y)$$

$$\text{Où } S = \{i \in N : y_i > 0\}$$

Si  $c(y)$  est une fonction de coût réelle continue, de différentiabilité double, représentant les coûts variables et présentant une faible complémentarité sur  $N$ , jusqu'au niveau d'output  $y$ . Si, d'autre part,  $F\{S\}$  est une application de  $P(N)$  dans  $R_+$  ; elle n'est pas sur-additive, c'est-à-dire si  $F\{S\} + F\{T\} \geq F\{S \cup T\}$  pour tous  $S, T \subseteq N$ , ce qui représente les coûts et charges fixes. Encore,  $F\{\emptyset\} = 0$ . Dans ces conditions, la fonction de coût  $C$  présente des économies d'envergure dans  $y > 0$  par rapport à toutes les partitions de  $N$ <sup>97</sup>.

Cette propriété nous montre qu'une fonction de coût multiproduit présente des économies d'envergure à cause des complémentarités, à la fois par ses composantes variables et fixes, intuitivement reliées à la notion d'input public.

### 3.3 Sources des économies d'envergure

Sans doute, et cela ressort de leur définition, « la présence de ces économies crée une incitation aux firmes spécialisées pour se fusionner et devenir des firmes multiproduit ». Cependant, les propres auteurs de cette notion nous disent, « nous n'avons pas encore d'explication qui indique pourquoi une fonction de coût multiproduit peut présenter de telles économies »<sup>98</sup>. C'est une discussion qui nous renvoie aux travaux des pionniers dont ceux d'Adam Smith sur la division du travail et ceux de Marshall sur la production jointe.

Baumol, Panzar et Willig (1982) ont établi une définition d'économie d'envergure, en abordant le problème de la répartition de coûts fixes entre plusieurs activités, qui utilisent certains facteurs de production en forme commune. Cependant, ils n'ont pas répondu à l'interrogation relative aux sources des économies d'envergure. Autrement dit, pour quelles raisons une fonction de coût multiproduit engendre-t-elle des économies d'envergure ? Panzar et Willig mettent en évidence deux sources possibles : d'une part, les inputs publics et quasi-publics et, d'autre part, des sources spécifiques à chaque produit.

Les économies d'envergure peuvent tout d'abord découler de la présence des « inputs publics » parmi les facteurs de production. Les « inputs publics » se définissent comme des facteurs de production déjà acquis pour concourir à la production d'un bien et disponibles

---

<sup>97</sup> La preuve est égale à celle déjà développée dans le 2.2, en substituant  $c(y)$  à  $C(y)$ , de sorte que les équations contiennent l'expression  $F\{N\} - F\{T\} - F\{\hat{T}\}$ . Ce terme est négatif par hypothèse.

<sup>98</sup> Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York, p75.

gratuitement pour la production d'autres biens<sup>99</sup>. De cette manière Panzar et Willig (1977), en traitant l'input public comme une source technologique des économies d'envergure, ont constitué un modèle mettant en évidence une origine des économies d'envergure<sup>100</sup>. Cependant, bien que la présence d'un input public soit une condition suffisante pour prouver l'existence des économies d'envergure, elle n'est cependant pas nécessaire. Ainsi, les cas de productions jointes dépendantes des inputs publics ne sont pas suffisants pour éclaircir les sources des firmes multiproduit qui bénéficient des économies d'envergure.

En s'appuyant sur l'idée que la capacité excédentaire se trouve à l'origine des firmes multiproduit (Hicks 1935<sup>101</sup>, Clemens 1960<sup>102</sup>), Panzar et Willig (1977) envisagent d'expliquer la naissance des économies d'envergure à partir des « inputs quasi-publics ». Ceux-ci se définissent comme un facteur de production partagé par le processus de production multiproduit. Générateurs d'électricité utilisables pour la production d'énergie électrique fournie à voltages divers, bâtiments d'usine en tant qu'équipement indivisible, main d'œuvre pour l'entretien de ces outputs, et ainsi de suite, peuvent être considérés comme des inputs quasi-publics qui jouent un rôle commun dans une firme multiproduit. De même, ces actifs partageables peuvent être immatériels, comme les activités de recherche, l'expertise managériale ou le savoir-faire. Enfin, Panzar et Willig (1977) ont de cette manière élaboré un modèle économique censé illustrer le rapport entre les inputs quasi-publics partageables et les économies d'envergure<sup>103</sup>.

En outre, des recherches entreprises par d'autres auteurs ont révélé d'autres sources d'économies d'envergure. Ainsi, ils ont montré que des économies d'envergure peuvent être

---

<sup>99</sup> La production jointe dans son acception marshalienne est déterminée par le fait que certains facteurs de production sont des inputs publics. Ainsi, dans le cas de la production de la viande, le bœuf constitue un input public lorsqu'il est destiné à la production de viande et, il peut également fournir du cuir sans un coût supplémentaire.

<sup>100</sup> Panzar John C et Willig Robert D., 1977, *Economies of Scale in Multioutput Production*, Quarterly Journal of Economics 91, p481-93.

<sup>101</sup> Hicks J.R., 1935, *Annual Survey of Economic Theory-Monopoly*, Econometrica, 3, p1-20.

<sup>102</sup> Clemens E., 1950-1951, *Price Discrimination and the Multiproduct Firm*, Review of Economic Studies, 19, N°48, p1-11.

<sup>103</sup> En fait, il y a eu d'abord les travaux développés par Panzar et Willig et, c'est ensuite que Baumol s'est associé au concept des économies d'envergure, auparavant connu sous le nom de convexité radiale de la fonction de coût. Baumol William, 1977, *On the Proper Costs Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry*, dans Joskow Paul, 2000, *Economic Regulation*, Elgar, USA, p809.

développées lorsqu'un output est utilisé comme produit intermédiaire pour la production d'un autre output<sup>104</sup>.

Dans les industries de réseau, on considère comme une source d'économies d'envergure le positionnement optimal des centrales électriques sur une topologie de réseau déterminée, permettant de mieux profiter de la distance entre générateurs et charges.

En général, en sachant que les économies d'envergure proviennent du partage d'un input commun, quelle que soit sa nature, matérielle ou immatérielle, dans la production des outputs divers, elles peuvent se manifester tout au long de la chaîne productive.

### **3.4 Economies d'envergure et structure de la firme**

Baumol, Panzar et Willig (1982) énoncent le postulat des économies d'envergure comme une condition nécessaire et suffisante à la constitution des firmes multiproduit<sup>105</sup>. Dans ces conditions, la fonction de coût multiproduit détermine les structures de l'industrie.

Au contraire, dans une industrie dont le processus productif ne crée pas d'économies d'envergure, la firme peut être fragmentée en plusieurs industries spécialisées sans que cela entraîne une augmentation de coût. En conséquence, en ce qui concerne la structure d'une firme, c'est aux autorités de réglementation d'analyser la situation de chaque firme multiproduit de grande taille, afin de déterminer si son activité entraîne ou pas des économies d'envergure et dès lors, si la production multiproduit est justifiable.

Les économies d'envergure ne doivent pas être une condition nécessaire et suffisante pour l'existence d'une firme multiproduit, selon Teece (1980) et (1982). Il maintient la thèse selon laquelle les économies d'envergure n'ont pas une implication directe sur la structure de la firme<sup>106</sup>. D'après Teece, elles peuvent justifier la production de différents outputs mais elles ne légitiment aucunement que cette production soit organisée dans une seule entreprise multiproduit. L'auteur souligne l'existence d'autres sources potentielles d'économies d'envergure dont les contrats de marché. Ces derniers constituent une alternative naturelle à la

---

<sup>104</sup> Bailey Elisabeth et Friedlaender Ann, 1982, *Market Structure and Multiproduct Industries*, Journal of Economic Literature 20, p1024-28.

<sup>105</sup> Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York, p248.

<sup>106</sup> Teece D.J., 1980, *Economics of scope and the scope of the enterprise*, Journal of Economic Behavior and Organization, Septembre, p223-247.

Teece D.J., 1982, *Towards an economic theory of the multiproduct firm*, Journal of Economic Behavior and Organization, III, p39-63.

structuration des entreprises multiproduit, à condition que les coûts de transaction qui leur sont inhérents ne soient pas prohibitifs.

L'efficacité économique et allocative des structures de réseau se situe au cœur de son intégration et de sa concentration caractéristique. Ainsi, peut-on cerner trois types d'effets. Tout d'abord, les effets de taille ou les économies d'échelle proviennent de la prédominance des coûts fixes sur les coûts variables. Deuxièmement, il existe les effets de diversité ou les économies d'envergure, propres aux outputs différents qui se rassemblent sur des synergies de fourniture en utilisant des facteurs communs. Enfin, ce que Curien (2000) appelle les effets de réseau, fondés sur les atouts atteints par « l'optimisation de l'opération globale d'une infrastructure, plutôt que par composantes séparées »<sup>107</sup>. Certes, les réseaux recèlent par nature des économies d'échelle et d'envergure. Pourtant, de même que les effets de taille rencontrent des limites, les effets d'envergure ne sont pas sans bornes car une certaine panoplie de services peut aussi bien engendrer inefficacités et justifier une organisation industrielle fragmentée plutôt qu'intégrée.

En ce qui concerne les travaux empiriques sur les économies d'envergure, l'un des premiers a été entrepris par Mayo (1984). Ce dernier a réalisé une extension des approches de Christensen et Greene (1976), mais en tenant compte du caractère multiple des outputs d'une firme lorsqu'elle fournissait de l'électricité et du gaz. C'est ainsi que dans son « modèle quadratique d'interception simple » il envisage deux formes de fonctions quadratiques de coût en prenant des données de 1979 (Panzar, 1989).

Reprenant les travaux de Mayo, Chapell et Wilder (1986) ont obtenu des paramètres pondérés avec la même fonction quadratique d'interception simple, en utilisant des données de 1981 pour le même échantillon, mais en laissant de côté les firmes qui généraient plus de 10 % de leur électricité à partir de centrales nucléaires. Ainsi, leur résultat montre des différences significatives sur les mesures des économies d'échelle et d'envergure. La différence entre leurs résultats et ceux de Mayo tiennent au fait que les unités nucléaires relativement grandes ont des niveaux de coûts « ex-post » trop élevés, ce qui pour Mayo était plutôt lié au fait d'avoir écarté les firmes du nucléaire sans justification suffisante.

L'objectif du modèle de Mayo est d'utiliser des variables fictives pour distinguer l'interception des fonctions de coût (coûts fixes) des trois types de firmes, en tenant compte de l'hypothèse que les coûts sont une fonction quadratique des niveaux d'output de

---

<sup>107</sup> Curien Nicolas, 2000, *Economie des réseaux*, Editions La Découverte, Paris, p44.

l'électricité et du gaz. Ainsi, les firmes productrices du gaz FG, celles de l'électricité FE et celles qui produisent à la fois du gaz et de l'électricité FB sont représentées respectivement par les paramètres  $\beta_0$ ,  $\beta_1$  et  $\beta_2$  dans l'équation suivante :

$$C = \beta_0 + \beta_1 E + \beta_2 B + c$$

où E (B) sont des variables fictives qui prennent la valeur de 1 s'il s'agit seulement de l'électricité (à la fois du gaz et de l'électricité) ou zéro dans le cas contraire et  $c$  est une fonction quadratique des niveaux d'output du gaz et de l'électricité.

Finalement, bien que Panzar et Willig voient dans la réalisation des économies d'envergure les causes par lesquelles se constituent les firmes multiproduit, leurs conclusions ne contiennent pas tous les facteurs déterminants qui encouragent une firme à entreprendre la production diversifiée. En effet, respectivement à la fonction de coût, il existe d'autres facteurs dans le marché qui incitent la multi-production, tels que la nature de la demande, la prévention du risque et les coûts de transaction.

Les industries de réseau énergétique sont considérées porteuses d'économies d'échelle et d'envergure, si bien qu'elles ont la propension à se constituer en monopoles naturelles sous de certaines conditions. C'est cela qu'on analyse dans la section suivante.

#### **Section 4      Le caractère et la nature du monopole naturel**

La demande d'un bien d'intérêt général et une certaine technologie de production constituent les bases d'un monopole naturel. Cela nous renvoie très souvent aux industries de réseau. Ainsi, dans de telles industries, d'après Chevalier (1995), l'entrée multiple de firmes serait plus coûteuse pour la collectivité que la présence de la seule firme desservant la totalité du marché, d'où la qualification « naturelle » de cette configuration<sup>108</sup>.

Même si la notion de monopole naturel est née avec les travaux de Cournot (1838), ce concept est enrichi à la suite de l'expérience de la politique antitrust nord-américaine, durant le 20<sup>ème</sup> siècle, qui aboutit à l'intégration, dans les années 1970, du concept de sous-additivité, notamment avec les travaux entrepris par Baumol (1977) par Baumol et alii. (1982) et par Sharkey (1982).

Du point de vue de la valeur d'usage, un réseau apporte davantage à la collectivité en tant que structure intégrée plutôt que la somme de ses parties. Cette caractéristique immanente

à la nature de l'usage des industries de réseau a été élargie au domaine de la valeur économique (Curien, 2000): de la même manière que l'organisation des réseaux doit préserver la compatibilité et l'universalité, les synergies de production réclament une organisation industrielle qui évite les duplications excessives d'infrastructures et qui garantit leur interconnexion<sup>109</sup>.

L'objet de ce chapitre est de présenter les aspects principaux qui font partie de l'émergence, des caractéristiques, de la nature et du fonctionnement du monopole naturel afin d'arriver ultérieurement à appréhender la nature de la réglementation et ses justifications.

#### **4.1 La notion de monopole naturel et la sous-additivité**

Une firme est dite en situation de monopole naturel si la fonction de coût est telle qu'aucune combinaison de plusieurs firmes ne peut produire un vecteur d'outputs de l'industrie, de façon moins coûteuse que s'il l'était par une seule firme. Cette définition peut être énoncée autrement : une industrie est dans la condition de monopole naturel si la fonction de coût est strictement sous-additive sur l'ensemble d'outputs tout entier. Ainsi, une industrie est un monopole naturel sur un certain niveau d'output  $y$  si  $C(y')$  est strictement sous-additive dans tous les  $y' \leq y$ . C'est une définition en rapport avec la notion de sous-additivité de la fonction de coûts.

Lorsque des économies d'échelle se font à tous les niveaux de la production, selon Carlton (1998), le coût moyen diminue avec l'augmentation de la production. De ce fait, il est moins onéreux pour une seule entreprise que pour plusieurs de réaliser un niveau de production déterminé. Dès lors, dans ces conditions, il y a un monopole naturel. « Même si le coût moyen ne diminue pas d'une façon systématique avec la croissance de production, il peut y avoir un monopole naturel, ce qui nous montre que les économies d'échelle sont donc une condition suffisante mais non nécessaire d'existence d'un monopole naturel »<sup>110</sup>. Selon Lévêque (1998), c'est cette observation qui nous amène à proposer une définition du monopole naturel plus précise à partir du caractère sous-additif de la fonction de coût<sup>111</sup>.

---

<sup>108</sup> Chevalier J-M. (1995), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Montchrestien, Paris, p197.

<sup>109</sup> Curien Nicolas, 2000, *Economie des réseaux*, Editions La Découverte, Paris, p41.

<sup>110</sup> Carlton W. Dennis et Perloff J. (1998), *Economie industrielle*, traduction de la 2è édition américaine par Fabrice Mazerole, Ouvertures Economiques, Paris, p171.

<sup>111</sup> Lévêque François, 1998, *Economie de la Réglementation*, La Découverte, Paris, p57.

#### 4.1.1 Sous-additivité de coût et monopole

L'approche méthodologique de l'économie néoclassique propose la sous-additivité comme la base de l'organisation industrielle monopolistique. Ainsi, pour une firme monoproduit, on peut considérer qu'une fonction de coût est strictement sous-additive en  $y$ , si pour toutes les quantités d'outputs  $y^1, \dots, y^k$ ,  $y^j \neq y$ ,  $j = 1, \dots, k$ , de sorte que :

$$\sum_{j=1}^k y^j = y, \text{ alors nous avons : } C(y) < \sum_{j=1}^k C(y^j). \quad (24)$$

Lorsqu'on interprète  $y^j$  comme la quantité d'output produite par la firme  $j$ , on peut dire qu'une fonction de coût est sous-additive dans l'output  $y$  s'il est plus coûteux de produire par deux firmes l'output  $y$ , que par une seule firme. Autrement dit, une fonction de coût sous-additive est une condition nécessaire et suffisante pour qu'existent des monopoles naturels, c'est-à-dire des situations dans lesquelles une seule firme réalise la production à moindre coût que  $j$  entreprises réunies (Faulhaber 1975). Comme dit Sharkey (1982), « il existe un monopole naturel sur un marché quand le coût minimal du bien est obtenu lorsque la totalité de la production est assurée par une seule firme. »<sup>112</sup> Par ailleurs, la sous-additivité de la fonction du coût endogénéise la taille de la firme.

Il faut noter que la sous-additivité est un concept local, dans le sens où elle se situe sur un point particulier de la surface qui rassemble certains points de la fonction de coût. Celle-ci est représentée dans un espace à plusieurs dimensions.

Cependant, afin de savoir si une firme productrice unique de  $y$ , est moins coûteuse par rapport à sa production qu'une combinaison de petites entreprises, il faut connaître le niveau du coût de chaque petite firme. Autrement dit, nous devons connaître  $C(y^*)$  pour chaque  $y^* \leq y$ .

Le monopole naturel est caractérisé par des coûts moyens décroissants, de sorte que la dernière unité produite coûte moins cher que la précédente (Médan 2000). Ainsi, « le producteur a donc intérêt à la (dernière unité) produire car elle fait baisser les coûts moyens et donc augmenter les profits »<sup>113</sup>. Pourtant, la définition nécessite quelques précisions.

Bien que les rendements croissants constituent une condition suffisante de monopole naturel, cette condition n'est pas la seule, parce que le monopole naturel a une assise plus

---

<sup>112</sup> Sharkey William, 1982, *The theory of natural monopoly*, Bell laboratories, Cambridge University Press, Murray Hill, New jersey, last published 1989.

<sup>113</sup> Médan Pierre et Warin Thierry, 2000, *Economie Industrielle*, une perspective européenne, Dunod, Paris, p6.

large que celle des rendements croissants. Or, c'est la notion de sous-additivité, plus forte que celle des économies d'échelle, qui donne le caractère de monopole naturel. En effet, il est possible qu'il y ait à la fois des rendements décroissants et une sous-additivité de la fonction de coûts. Intuitivement, l'idée est que si la technologie permet à la fois une échelle de production suffisante et des économies d'envergure, il est « naturel » de déduire qu'une seule firme peut assurer la livraison de l'output plutôt que plusieurs. Ainsi, l'expression mathématique de ce phénomène est caractérisée par la sous-additivité de la fonction de coût, selon laquelle le coût total est inférieur à la somme des coûts partiels qui résulterait d'un fractionnement quelconque de la production globale<sup>114</sup>.

#### 4.1.2 Le monopole uniproduit. Coûts moyens décroissants

Dans le cas uniproduit, le monopole naturel est associé à la présence de rendements d'échelle croissants et de coûts moyens décroissants. Pourtant, cette caractérisation n'est pas aussi précise et mérite d'être approfondie de la manière suivante :

Les coûts moyens sont strictement décroissants en  $y$ , si  $\delta > 0$ , de sorte que :

$$\frac{C(y')}{y'} < \frac{C(y'')}{y''}, \text{ pour tous les } y' \text{ et } y'' \text{ avec : } y - \delta < y'' < y' < y + \delta.$$

Ainsi, les coûts moyens sont dits décroissants sur l'output  $y$ , si  $\frac{C(y')}{y'} < \frac{C(y'')}{y''}$  pour tous les  $y'$  et  $y''$  tels que  $0 < y'' < y' \leq y$ .

Afin d'éclaircir le rapport entre les coûts moyens et le monopole naturel, dans le cas d'une firme uniproduit, il convient d'abord de rappeler que les coûts marginaux décroissants impliquent des coûts moyens décroissants, ensuite que les coûts moyens décroissants du vecteur  $y$  (ceux qui proviennent des économies d'échelle) impliquent que la fonction de coût soit sous-additive (le monopole naturel). Cependant, la réciproque des deux postulats n'est pas vraie car la sous-additivité n'implique pas des coûts moyens décroissants et ceux-ci n'impliquent pas non plus des coûts marginaux décroissants. Démonstration :

---

<sup>114</sup> Curien Nicolas, 2000, *Economie des réseaux*, Editions La Découverte&Syros, Paris, p44.

Soit  $y^1, y^2, \dots, y^k$  une manière non-triviale de diviser  $y$  parmi deux ou plusieurs firmes, de sorte que  $\sum y^i = y$ , et  $y > y^i > 0$ . Du fait que les coûts moyens sont décroissants

$$\text{et, aussi que } y^i < y, \quad \Rightarrow \frac{C(y)}{y} < \frac{C(y^i)}{y^i}, \quad \Leftrightarrow \frac{y^i}{y} C(y) < C(y^i).$$

$$\text{En sommant sur } i=1, \dots, k, \text{ avec } \sum y^i = y, \quad \Leftrightarrow \sum C(y^i) > \sum \frac{y^i}{y} C(y).$$

$$\text{Mais } \sum \frac{y^i}{y} C(y) = \frac{\sum y^i}{y} C(y) \equiv C(y). \quad \Leftrightarrow \sum C(y^i) > C(y).$$

Ce qui est l'expression mathématique de la sous-additivité. Mais l'affirmation réciproque n'est pas vraie et pour prouver cela, nous prenons un exemple particulier avec la fonction :

$$C(y) = \begin{cases} a + cy > 0 \Rightarrow \text{pour } 0 < y < k \\ a + b + cy \Rightarrow y \geq k, \text{ où } 0 < b < a. \end{cases}$$

*Cette fonction de coût est claire et globalement sous-additive (graphique n°1.2), car aucun output ne peut être produit par une seule firme avec un coût supérieur à :  $a + b + cy$ . Autrement dit :*

$$C(y) \leq a + b + cy < 2a + cy \leq C(y^1) + \dots + C(y^k), \forall k > 1 \text{ et } y^i > 0, \Rightarrow \sum y^i = y. \quad (25)$$

Néanmoins, il existe un intervalle d'outputs dans lequel le coût moyen est croissant :  $0 < \delta < y^0$ .

$$\text{Soit : } \begin{cases} CM(y^0 - \delta) = \frac{a}{y^0 - \delta} + c \\ CM(y^0 + \delta) = \frac{a + b}{y^0 + \delta} + c \end{cases} \Rightarrow CM(y^0 - \delta) < CM(y^0 + \delta). \quad (26)$$

En résumé, la fonction est sous-additive (25) et elle n'a toujours pas eu de coûts moyens décroissants. Il existe une région où les coûts moyens sont décroissants, par exemple lorsque  $y = s$ . En effet, le coût moyen, celui qui est donné par la pente du rayon OS, est plus grand que celui de l'output  $y = r < s$ .

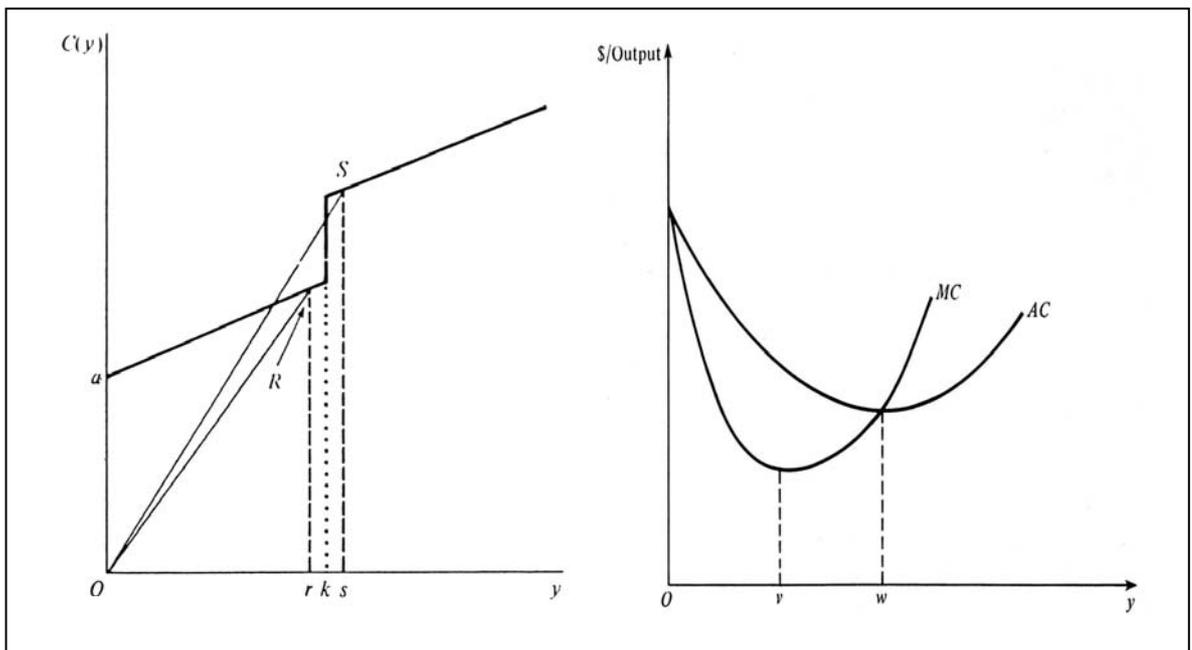
Par ailleurs, si on veut entretenir le présupposé que toutes les courbes de coût moyen prennent la forme d'un U, on peut prendre le cas d'une figure standard d'une fonction de coût comme celle du graphique n°1.3.

Une brève analyse de la courbe des coûts moyens en forme de U démontre que les coûts marginaux s'élèvent pendant que les coûts moyens décroissent, sur tout l'intervalle

entre  $v$  et  $w$ , tout en restant sous la condition de sous-additivité, c'est-à-dire des coûts moyens décroissants. En somme, il est évident que, d'une part, les coûts marginaux décroissants impliquent des coûts moyens décroissants et, d'autre part, les coûts moyens décroissants impliquent la sous-additivité et, par ailleurs, les coûts marginaux croissent même si les coûts moyens continuent à décroître. Par contre, la réciproque n'est pas vraie<sup>115</sup>.

Par conséquent, une fonction de coût peut présenter une sous-additivité sur toute une région, ce qui n'implique pas que les coûts moyens doivent décroître tout au long de cette région. De plus, les économies d'échelle ne sont pas nécessaires pour l'existence du monopole naturel (Baumol, 1977).

**Graphiques n°1.2 et 1.3 : La sous-additivité d'un monopole uniproduit**



Source : Baumol et al.(1982), p19-20.

<sup>115</sup> Que la réciproque n'est pas vraie, on peut démontrer en prenant la fonction de coût :  $C(y) = F/y + ay$ . Si les coûts moyens sont  $CM = F/y + ay$ , sa dérivée sera :  $CM' = -F/y^2 + a$ , celle qui est négative jusqu'à  $CM' = 0$ , lorsque  $y = (F/a)^{1/2}$  où les coûts moyens atteignent le minimum, pourtant, les coûts marginaux sont toujours croissants pour  $y > 0$ . C'est clair que les coûts moyens sont décroissants dans la région :  $0 < y < \sqrt{F/a} \equiv y_m$  donc il y a des économies d'échelle, et croissants pour :  $y > \sqrt{F/a}$ , donc des déséconomies d'échelle. Cependant, cette fonction de coût reste sous-additive au-delà de  $y_m$ , et même jusqu'à :  $y = \sqrt{2F/a} \equiv y_s$ . C'est une fonction de coût qui a des coûts marginaux croissants. L'output de cette industrie peut être divisé en  $k$  firmes différentes, chaque firme produisant la même quantité :  $y/k$ . Alors, les coûts totaux minimaux pour  $k$  firmes serait :  $kC(y/k) = kF + ay^2/k > F + ay^2$  pour tous les  $y < y_s$ .

Comme on vient de le voir, dans le cas d'un monoproduit, les rapports entre les économies d'échelle et le monopole ne sont pas évidents. Dans le cas des multiproduits le problème se complique, jusqu'à dire qu'il n'existe pas de connexion logique entre les deux concepts.

### 4.1.3 Le monopole naturel multiproduit

Les économies d'échelle ne sont ni nécessaires ni suffisantes pour l'existence d'un monopole naturel. On a déjà démontré la condition de non-nécessité des économies d'échelle pour montrer l'existence d'un monopole monoproduit (dans le dernier point 1.2), nous allons désormais préciser l'insuffisance des économies d'échelle pour caractériser l'existence d'un monopole multiproduit avec l'exemple suivant :

$$\text{Soit la fonction : } C(y_1, y_2) = y_1^a + y_1^k y_2^k + y_2^a; \Rightarrow 0 < a < 1, \wedge 0 < k < 1/2 ; \quad (26)$$

Cette fonction présente des rendements d'échelle globalement croissants, d'après la définition (5) :

$$S_N \equiv \frac{C}{y_1 C_1 + y_2 C_2} = \frac{y_1^a + y_1^k y_2^k + y_2^a}{a y_1^a + 2k y_1^k y_2^k + a y_2^a} > 1.$$

Cependant, la fonction (26) n'est pas sous-additive :

$$C(1,0) + C(0,1) = 2 < 3 \equiv C(1,1)$$

## 4.2 La sous-additivité d'un monopole naturel multiproduit

En fait, la dernière démonstration nous prouve que la présence des économies d'échelle n'est pas suffisante pour révéler l'existence d'un monopole naturel. En effet, les économies d'échelle n'impliquent pas nécessairement des économies d'envergure. Certes, l'existence des économies d'envergure est clairement nécessaire pour la présence d'un monopole et, c'est pour cela qu'il n'est pas surprenant qu'elles soient parmi les conditions suffisantes à l'existence de la sous-additivité . Par contre, ce qui est surprenant, c'est que l'ensemble des économies d'échelle et des économies d'envergure n'implique pas la présence du monopole. Autrement dit, les économies d'échelle et les économies d'envergure ne sont pas suffisantes pour qu'il y ait sous-additivité.

#### 4.2.1 Economies d'échelle et économies d'envergure insuffisantes pour l'existence du monopole

Considérons le cas de la fonction<sup>116</sup> :  $C(y_1, y_2) = 10v + 6(x - v) + z + \varepsilon$ ; (27)

Pour  $(y_1, y_2) \neq (0,0)$  et  $C(0,0)=0$ . Lorsque :  $x \equiv \max[y_1, y_2]$ ,  $v \equiv \min[y_1, y_2]$ ,  $z \equiv \min[v, x - v]$ , et  $\varepsilon$  est un nombre arbitraire, petit et positif. Cette fonction est continue et homogène, c'est-à-dire qu'elle présente des rendements d'échelle globaux et constants en l'absence des coûts fixes  $\varepsilon > 0$ . Dès lors, elle présente des rendements d'échelle croissants et globaux. Dans le cas d'une production unique,  $C(y_i) = 6y_i + \varepsilon$ , de sorte que :

$$C(y_1, 0) + C(0, y_2) = 6y_1 + \varepsilon + 6y_2 + \varepsilon = 6(x + v) + 2\varepsilon. \quad (28)$$

La différence avec (27) :  $C(y_1, 0) + C(0, y_2) - C(y_1, y_2) = 2v - z + \varepsilon \geq v + \varepsilon > 0$ ,

ce qui nous montre que cette fonction des coûts présente des économies d'envergure globales. Sans perdre le caractère général de la fonction, nous pouvons supposer que  $x = y_2 > y_1 = v$  et en divisant la production entre deux firmes avec des niveaux d'outputs  $(y_1, y_1)$  et  $(0, y_2 - y_1)$ , cette division donne comme coût total :

$$C(y_1, y_1) + C(0, y_2 - y_1) = 10y_1 + 6y_2 - 6y_1 + 2\varepsilon = 10v + \varepsilon + 6(x - v) + \varepsilon.$$

La différence avec (27) :

$$C(y_1, y_2) - C(y_1, y_1) - C(0, y_2 - y_1) = z - \varepsilon = \min[y_1, y_2 - y_1] - \varepsilon$$

Puisque  $\varepsilon$  peut être aussi petite que voulu, sans perdre le caractère global des économies d'échelle et d'envergure, il est toujours possible de choisir un  $\varepsilon < y_2 - y_1$  de telle sorte que la dernière expression soit positive. Dans ces conditions, la fonction de coût n'est pas sous-additive pour  $y_2 > y_1$ .

Sur cette base, la sous-additivité n'est pas une caractéristique aussi simple à saisir, de sorte qu'il est nécessaire de déployer une panoplie de conditions suffisantes pour montrer l'existence du monopole multiproduit. En effet, en tenant compte des concepts qui ont été précédemment présentés, les économies d'envergure sont la seule condition nécessaire pour

---

<sup>116</sup> C'est le modèle de la « production jointe » de Marshall, qui suppose trois techniques pour la production de la viande et de la fibre, et qui a été repris afin de démontrer la proposition déjà énoncée. Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York, p249.

l'existence de la sous-additivité globale, mais elles sont exigées sur un ensemble de vecteurs d'output. Il nous est donc utile de définir une autre condition nécessaire pour la sous-additivité globale, celle qui peut être considérée comme une sorte de sous-additivité partielle : la sous-additivité radiale.

#### 4.2.2 Sous-additivité radiale et coûts radiaux moyens décroissants

Une fonction de coût  $C(\cdot)$  est dite strictement sous-additive radiale dans le vecteur  $y$  si, pour un ensemble quelconque de deux ou plusieurs nombres positifs  $v_i$  dont la somme est égale à l'unité. La sous-additivité radiale réduit le monopole multiproduit à un phénomène unidimensionnel. Autrement dit, l'objet est de focaliser la sous-additivité sur un rayon ou plusieurs rayons selon notre nécessité. Alors on établit :

$$\sum C(v_i y) > C(y \sum v_i) = C(y), \text{ vu que } \sum_{i=1}^m v_i = 1$$

Lorsque les coûts radiaux moyens décroissants (DRAC) sont présents dans le vecteur  $y$ , cela implique une sous-additivité radiale en  $y$ . Car si on considère  $m \geq 2$  le nombre de vecteurs sur le même rayon :  $v_1 y, \dots, v_m y$ , avec  $1 > v_i > 0$ , et :  $\sum_{i=1}^m v_i = 1$ , les DRAC assurent :

$$C(y) < \frac{C(v_i y)}{v_i}, \text{ pour } i=1, \dots, m. \text{ ou ;} \quad (29)$$

$$v_i C(y) < C(v_i y), \text{ pour } i=1, \dots, m. \quad (30)$$

En réalisant la somme sur les deux termes de (30) pour tous les  $i$ , on arrive à la condition de sous-additivité :  $C(y) \equiv \sum_{i=1}^m v_i C(y) < \sum_{i=1}^m C(v_i y)$ . (31)

Les DRAC donc nous assurent qu'il est impossible de diviser l'output d'une firme en plusieurs sans augmenter le coût total, c'est ce que nous démontre l'expression (31). Ceci n'est cependant pas suffisant pour assurer la sous-additivité, car d'autres obstacles restent à surmonter.

### 4.2.3 Sous-additivité, économies d'échelle et économies d'envergure

La présence simultanée des économies d'échelle et d'envergure n'est pas suffisante pour qu'il ait sous-additivité, car elles représentent plutôt de faibles mesures d'économie à cause de la taille et la combinaison des outputs. Dans ces conditions, il est clair qu'on a besoin d'un ensemble fort et suffisant de conditions afin de garantir la sous-additivité de coûts. Intuitivement, nous saisissons ce caractère suffisant à travers deux conditions, l'une qui renforce la notion d'économies d'échelle, l'autre qui renforce celle des économies d'envergure. Cependant, il existe d'autres conditions à la sous-additivité comme la soutenabilité et la quasi-convexité.

#### 4.2.3.1 Le renforcement d'économies d'échelle et d'économies d'envergure

Des coûts moyens incrémentaux décroissants DAIC, du vecteur  $y$  pour chaque produit  $i \in N$ , et des économies d'envergure faibles dans  $y$  impliquent la sous-additivité de la fonction de coût. Pour arriver à ce résultat, en tenant compte de la décroissance coûts moyens incrémentaux dans une ligne de produits, le raisonnement exige que la ligne de produits soit monopolisée pour que les coûts de l'industrie soient minimisés.

En outre, pour qu'il y ait  $DAIC_i$ , il est nécessaire que le coût total de l'industrie augmente quelle que soit la forme de division de l'output de la marchandise  $i$ , en conservant tous les autres outputs constants.

Afin d'analyser le rôle de  $DAIC_i$ , on considère un vecteur d'output  $y = (y_1, y_2)$  qu'on divise en deux groupes,  $y^a + y^b = y$ , où tous les deux,  $y^a$  et  $y^b > 0$ , c'est-à-dire avec une quantité positive de marchandises  $i$ . Soit  $y_i^a$  le vecteur d'output d'une marchandise  $i$ , dans le groupe  $y^a$  et,  $y_{N-i}^a$  le vecteur qui contient les autres quantités des outputs, car  $y^a = y_i^a + y_{N-i}^a$ . Si  $DAIC_i(y)$  existe, alors les propositions suivantes seront vraies :

$$C((y_i^a + y_i^b) + (y_{N-i}^a)) + C(0 + y_{N-i}^b) < C(y_i^a + y_{N-i}^a) + C(y_i^b + y_{N-i}^b) \equiv C(y^a) + C(y^b) \quad (32)$$

$$\text{Ou : } C((y_i^a + y_i^b) + y_{N-i}^b) + C(0 + y_{N-i}^a) < C(y^a) + C(y^b) \quad (33)$$

Afin d'établir la proposition, on suppose sans perdre la généralité que le coût moyen incrémental (AIC) de déplacement de la production de  $y_i^b$  depuis la firme B vers la firme A, n'est pas aussi grand que le coût de déplacement de la production de  $y_i^a$  dans la direction opposée, ce qui montre :

$$\frac{[C(y_i^a + y_i^b + y_{N-i}^a) - C(y^a)]}{y_i^b} \leq \frac{[C(y_i^a + y_i^b + y_{N-i}^b) - C(y^b)]}{y_i^a} \quad (34)$$

Selon la supposition DAIC et la notion de AIC, nous avons :

$$\frac{[C(y_i^a + y_i^b + y_{N-i}^b) - C(0 + y_{N-i}^b)]}{(y_i^a + y_i^b)} \leq \frac{[C(y^b) - c(0 + y_{N-i}^b)]}{y_i^b}$$

En multipliant en forme croisée et en additionnant et en soustrayant le terme  $y_i^b C(y^b)$  dans le terme de gauche de l'inéquation, on arrive à :

$$\frac{[C(y_i^a + y_i^b + y_{N-i}^b) - C(y^b)]}{y_i^a} < \frac{[C(y^b) - C(0 + y_{N-i}^b)]}{y_i^b}. \quad (35)$$

En prenant les inéquations (34) et (35), on peut conclure que :

$$C(y_i^a + y_i^b + y_{N-i}^a) - C(y^a) < C(y^b) - C(0 + y_{N-i}^b),$$

$$\text{ou : } C(y_i^a + y_i^b + y_{N-i}^a) + C(0 + y_{N-i}^b) < C(y^a) + C(y^b)$$

Ce qui démontre que nos propositions (32) et (33) sont correctes. D'une façon intuitive, on conclut que dans une industrie où le coût moyen incrémental d'une marchandise  $i$  est décroissant, il est préférable de produire toutes les marchandises  $i$  dans une seule firme, au lieu de diviser la même quantité d'output  $i$  entre plusieurs firmes. Enfin, pour compléter l'idée que les coûts moyens incrémentaux décroissants DAIC associés à des économies d'envergure faibles impliquent la sous-additivité de la fonction de coût, tout en conservant le caractère général qu'ont (32) et (33), on utilise ces dernières propositions pour une production consolidée du produit 2, ce qui réduit les coûts de l'industrie :

$$C(y_i^a + y_i^b, y_{N-i}^a + y_{N-i}^b) + C(0,0) < C(y^a) + C(y^b). \quad (36)$$

$$\text{ou, } C(y_i^a + y_i^b + 0) + C(0 + y_{N-i}^a + y_{N-i}^b) < C(y^a) + C(y^b). \quad (37)$$

L'inéquation (36) souligne que la sous-additivité est établie en forme immédiate. Si la condition (22) est appliquée, nous sommes devant des économies d'envergure faibles, qui nous donnent le résultat suivant :

$$C(y) \leq C(y_i^a + y_i^b, 0) + C(0, y_{N-i}^a + y_{N-i}^b) < C(y^a) + C(y^b).$$

Ce résultat définit les conditions suffisantes pour qu'une industrie soit un monopole naturel, il illustre également le fait que notre proposition initiale donne des éléments pour comprendre la structure de l'industrie dans des conditions de production en économies d'envergure.

La condition des coûts moyens incrémentaux décroissants est une version renforcée des économies d'échelle globales car elle implique des économies d'échelle spécifiques pour chacun des produits. Si on y ajoute des économies d'envergure, cela entraîne l'apparition de lignes de produits consolidées dans une même entreprise. Comme on peut le constater, la spécialisation, la diversification et la monopolisation vont de pair ; cela nous donne une définition naturelle de la sous-additivité des coûts.

Ainsi, si la fonction de coût présente des coûts incrémentaux moyens décroissants pour un produit  $i$ , c'est-à-dire  $DAIC_i$  à travers  $y$ , alors la minimisation des coûts de l'industrie exige que la production de la marchandise  $i$  soit réunie dans une seule firme.

#### 4.2.3.2 Le renforcement des économies d'envergure

Les propositions suivantes pour l'accomplissement de la sous-additivité sont basées sur un ensemble de prémisses qui combinent les économies d'échelle et certaines formes de complémentarité de coûts un peu plus fortes que les économies d'envergure. Bien que la sous-additivité dans les économies monoproduit soit plutôt associée aux économies d'échelle ou aux coûts moyens décroissants, elle est dans le cas des économies multiproduit très liée aux économies d'envergure et notamment lorsqu'il y a certaines conditions de convexité<sup>117</sup>.

Deux conditions simultanées sont suffisantes pour garantir la sous-additivité stricte de coûts dans un vecteur d'output  $y^0$ , d'une part, la convexité radiale transversale<sup>118</sup> (non stricte) sur un hyperplan quelconque  $H = \{y | w \cdot y = w_0, w > 0\}$  à travers  $y^0$ , et, d'autre part, des coûts moyens radiaux décroissants (stricts) jusqu'à l'hyperplan  $H$ .

D'après cette proposition, les coûts moyens radiaux décroissants impliquent que les coûts globaux présentent une sous-additivité radiale dans  $y^0$ . En conséquence, le choix s'opère sur deux vecteurs d'output ayant des rayons différents,  $y^1 \neq 0, y^2 \neq 0$ , qui doivent satisfaire la somme vectorielle:

$$y^1 + y^2 = y^0$$

La mise en lumière de cette condition, difficile à interpréter de manière intuitive, nous amène à utiliser une méthode heuristique avec les graphiques n°1.4 et n°1.5. Nous allons localiser un hyperplan  $H$  de convexité radiale transversale, dans lequel se trouve le vecteur

---

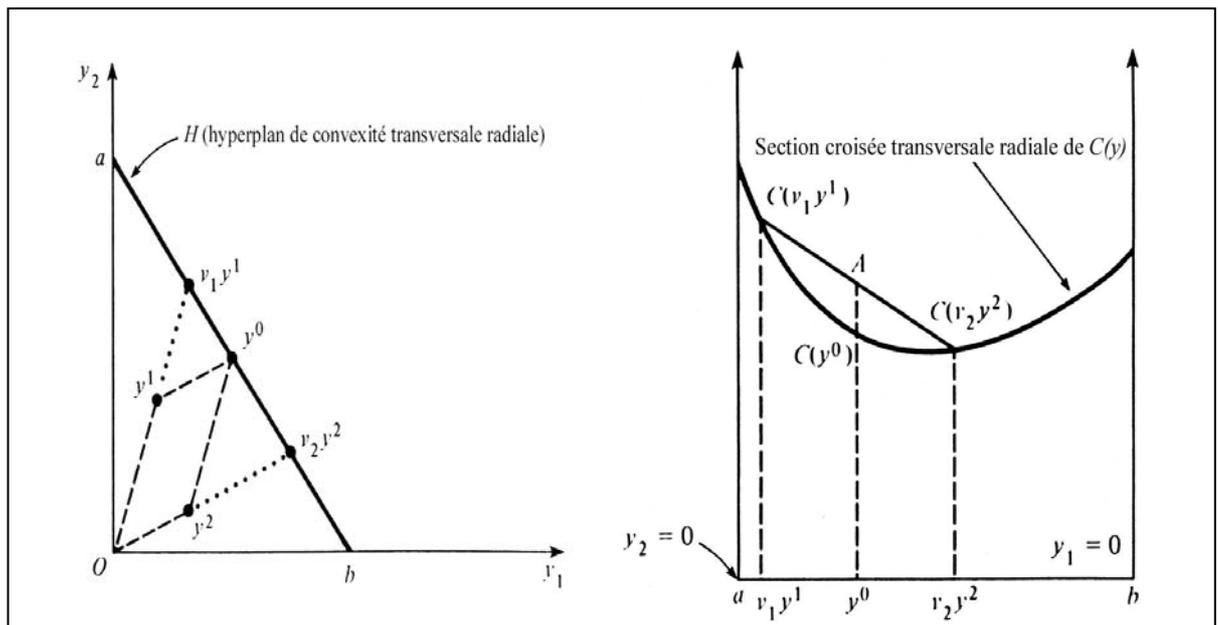
<sup>117</sup> Sharkey William, 1982, *The theory of natural monopoly*, Bell laboratories, Cambridge University Press, Murray Hill, New jersey, last published 1989, p68.

<sup>118</sup> Le concept de convexité radiale transversale a été développée par Baumol et, il exige que la fonction de coût soit convexe sur l'hyperplan transversal radial en question. Celui qui peut être vu comme une ligne  $ab$  dans la figure 1.4. Baumol W.J., 1977, *On the proper costs test for natural monopoly in a multiproduct industry*, American Economic Review, 67, p43-57.

d'output  $y^0$ . Le vecteur  $y^1$  est étendu proportionnellement jusqu'à  $v_1 y^1$ , sur l'hyperplan H où se trouve l'intersection radiale avec le vecteur  $y^1$  et de façon similaire les outputs de  $y^2$  sont étendus jusqu'à  $v_2 y^2$  sur H. De surcroît, comme ces trois points demeurent sur l'hyperplan H,  $y^0$  peut être conçu comme la moyenne pondérée des deux points  $v_1 y^1$  et  $v_2 y^2$ .

Le déplacement de  $y^1$  et  $y^2$  jusqu'à  $y^0$  s'effectue en deux temps : d'abord, on étend les vecteurs  $y^1$  et  $y^2$  (graphique n°1.4), ensuite, on calcule la moyenne des deux vecteurs étendus (graphique n°1.5). L'objectif de notre démonstration consiste à préciser les économies de coût issues de chacune de ces voies, de sorte que le coût de  $y^0$  doit être inférieur au coût total qui résulte de la production séparée des vecteurs  $y^1$  et  $y^2$ .

**Graphiques n°1.4 et 1.5 : Convexité transversale radiale**



Source : Baumol, 1982, p178-79.

Premièrement, comme les coûts moyens radiaux sont décroissants, cette démarche permet d'économiser immédiatement des capitaux dans la mesure où les coûts totaux augmentent proportionnellement moins rapidement que la quantité produite. Dans un deuxième temps, le coût est réduit (ou il n'augmente pas) par la convexité radiale transversale. Ceci se calcule à partir de la moyenne de  $y^1$  et  $y^2$ , et en faisant la comparaison avec  $y^0$ , dont le coût est inférieur à la moyenne de  $v_1 y^1$  et  $v_2 y^2$ . A cet égard, la figure 1.5

présente une section croisée transversale et radiale de  $C(y)$  dans laquelle  $C(y^0)$  est inférieur à la moyenne pondérée de  $C(v_1 y^1)$  et  $C(v_2 y^2)$ , juste sur le point A. Les économies sont si évidentes que nous pouvons dire que  $C(y^0) < C(y^1) + C(y^2)$ , c'est-à-dire la sous-additivité demandée. Un exemple attribué à Rosenbaum (1950) et développé par Sharkey et Tesler (1978) traite d'une fonction de coût (non stricte) convexe et des DRAC pour prouver l'existence de la sous-additivité<sup>119</sup> :

$$C(y^1 + y^2) = C\left[\frac{2(y^1 + y^2)}{2}\right] < 2C\left(\frac{y^1 + y^2}{2}\right) \leq C(y^1) + C(y^2).$$

#### 4.2.4 La Soutenabilité radiale transversale d'une fonction de coût

On dit qu'une fonction  $C(y)$  est transversale radiale et soutenable dans le vecteur  $y^0$ , si il existe au moins une direction transversale et radiale sur laquelle la surface des coûts est soutenable, c'est-à-dire s'il existe un hyperplan dans l'espace d'output  $H \equiv \{y \geq 0 \mid w \cdot y = w \cdot y^0\}$ , avec  $w > 0$ , de sorte qu'il y ait une constante  $v_0$  et un vecteur  $v$  avec les propriétés données par  $C(y) \geq v_0 + v \cdot y$ , pour tous les  $y \in H$  et encore que  $C(y^0) = v_0 + v \cdot y^0$ .

On analyse cette proposition avec la méthode heuristique à partir du graphique n°1.6 où les coûts totaux sont mesurés par l'axe vertical et, où l'axe horizontal coïncide avec la base RT de la section croisée transversale radiale. On considère le point  $y^0$  sur son rayon. Si la fonction de coût est strictement transversale, radiale et convexe sur la section croisée en question, elle pourra assumer la forme de la courbe en gros et, pourra en conséquence avoir un soutien par la ligne L, tangente juste sur le point  $y^0$ . On pourra dire alors que  $C(y)$  est transversale radiale et soutenable sur RT dans  $y^0$ .

Par ailleurs, une fonction de coût est soutenable dans un vecteur  $y^0$  lorsqu'il existe un vecteur  $h(y^0) > 0$ , tel que  $y^0 \cdot h(y^0) = C(y^0)$ , et aussi  $y \cdot h(y^0) < C(y)$ , pour tous les  $0 \leq y \leq y^0, y \neq y^0$ . Cela signifie que la fonction de coût est soutenable s'il est possible de

---

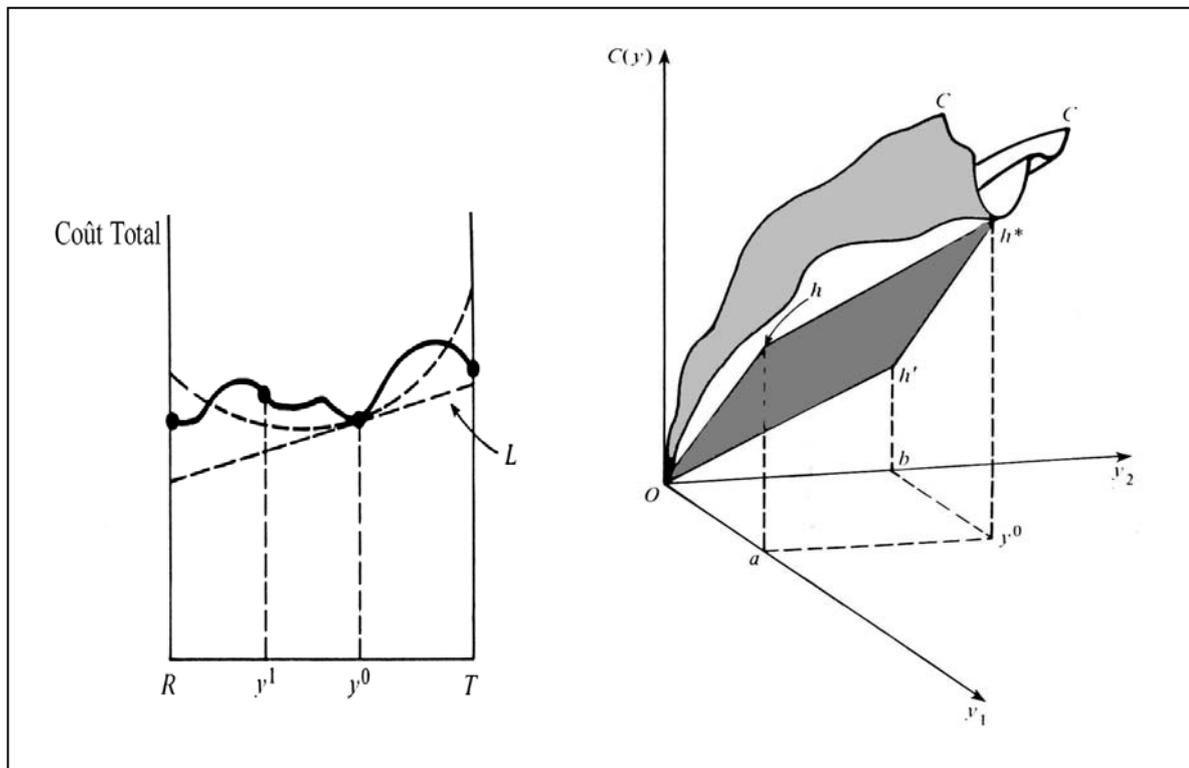
<sup>119</sup> Rosenbaum R.A., 1950, *Sub-Additive Functions*, Duke Mathematical Journal, 17, p227-247.

Sharkey W.W. et Tesler, L.G., 1978, *Supportable Cost Functions for the Multiproduct Firm*, Journal of Economic Theory, 18, p23-37.

construire sous la surface de coûts des vecteurs d'output inférieurs à  $y^0$ , un hyperplan qui fait le lien entre l'origine  $O$  et  $C(y^0)$ .

Selon le graphique n°1.7, la surface des coûts est OCC. Celle-ci est soutenue dans le point  $y^0$  (point  $h^*$ ) par l'hyperplan  $Oh^*h'$ . Cet hyperplan rassemble au dessous d'OCC, chaque point provenant de la région  $Oa y^0 b$ , celle qui contient tous les points  $y \leq y^0$ . Donc  $C(y)$  est soutenable dans  $y^0$ .

**Graphiques n°1.6 et 1.7 : Soutenableté transversale radiale d'une fonction de coût**



Source : Baumol, 1982, p187-184

#### 4.2.5 Sous-additivité et soutenableté

Quand une fonction  $C(\cdot)$  est soutenable dans  $y^0$ , alors  $C(\cdot)$  est sous-additive sur ce point-là. On considère une paire non-zéro de vecteurs quelconque,  $y^a$  et  $y^b$  tels que  $y^a + y^b = y^0$ , alors par soutenableté :

$$C(y^a) > y^a \cdot h(y^0)$$

Et aussi :

$$C(y^b) > y^b \cdot h(y^0)$$

En ajoutant les deux dernières expressions, nous avons :

$$C(y^a) + C(y^b) > (y^a + y^b) \cdot h(y^0) = y^0 \cdot h(y^0) = C(y^0).$$

#### 4.2.6 Soutenabilité transversale radiale, DRACs et sous-additivité

Une fonction  $C(\cdot)$  est sous-additive dans  $y^0$ , si celle-ci est transversale radiale et soutenable dans une direction quelconque  $w > 0$  et si les DRAC sont présentes pour tous les  $y$ , avec  $w \cdot y \leq w \cdot y^0$ . Autrement dit, on peut affirmer que si une fonction  $C(y)$  est radiale, transversale et soutenable en  $y^0$  et si elle présente des coûts incrémentaux moyens décroissants depuis son origine jusqu'au plan  $H$ , c'est-à-dire l'hyperplan de soutenabilité radiale transversale pour  $y^0$ , elle est strictement sous-additive en  $y^0$ .

Soit  $y^1 + \dots + y^k = y^0$ , avec  $y^i \neq 0$  et  $0 < a \cdot y^i < a \cdot y^0$ , où  $a > 0$ , c'est le vecteur des coefficients qui définit  $H$ . Alors le vecteur  $(a \cdot y^0 / a \cdot y^i) y^i \equiv \alpha^i y^i \in H$  est bien défini.

En sachant que le vecteur  $v$  contient les coefficients de l'hyperplan qui soutient  $C$  en  $y^0$ , par hypothèse,  $C(\alpha^i y^i) \geq v \cdot (\alpha^i y^i) + v_0$ . En divisant par  $\alpha^i$  :

$$\frac{C(\alpha^i y^i)}{\alpha^i} \geq \frac{v \cdot (\alpha^i y^i) + v_0}{\alpha^i} \quad (38)$$

Du fait que  $\alpha^i > 1$ , et à cause des coûts radiaux moyens décroissants :

$$C(y^i) > C(\alpha^i y^i) / \alpha^i. \quad (39)$$

Utilisant (38) et (39) on obtient :  $C(y^i) > v \cdot y^i + \frac{v_0}{\alpha^i}$ . Ajoutant tous les  $i$  :

$$\sum_i C(y^i) > v \cdot \sum_i y^i + \left[ a \cdot \sum_i \frac{y^i}{(a \cdot y^0)} \right] v_0 = v \cdot y^0 + v_0 = C(y^0). \quad (40)$$

Soit la condition fondamentale de sous-additivité. La logique du diagramme est la même que celle basée sur les figures 1.4 et 1.5. Etant donné une division de  $y^0$  :  $y^1 + y^2 = y^0$ ,  $y^1 \neq 0 \neq y^2$ , l'existence d'une ligne de soutien dans les figures 1.4 et 1.5 construit des vecteurs proportionnels étendus comme  $v_1 y^1$  et  $v_2 y^2$ ,  $v_i > 1$ , celui qui joint l'hyperplan  $ag$  tel que :

$$\hat{y}_1 \equiv v_1 y^1 = \left(\frac{1}{k}\right) y^1, \text{ et aussi : } \hat{y}_2 \equiv v_2 y^2 = \left(\frac{1}{1-k}\right) y^2, \text{ avec } 0 < k < 1.$$

Alors de façon similaire à celle de la proposition première :  $y^0 = k\hat{y}^1 + (1-k)\hat{y}^2$ . Le raisonnement se déroule de la même manière car la surface des coûts est soutenue sur  $y^0$  par  $hh$ , la combinaison convexe  $kC(\hat{y}^1) + (1-k)C(\hat{y}^2) \geq C(y^0)$ . La sous-additivité stricte s'observe donc à partir des coûts moyens radiaux décroissants :

$$C(y^1) = C(kv_1 y^1) > kC(v_1 y^1) \text{ et aussi : } C(y^2) = C[(1-k)v_2 y^2] > (1-k)C(v_2 y^2).$$

Nous pouvons constater les raisons pour lesquelles les présomptions de convexité, quoi que très fortes, ont servi nos objectifs. Il est admis en effet que la convexité garantit l'existence d'un plan de soutien sur les points d'intérêt, notamment du fait que la convexité radiale transversale implique la soutenabilité radiale transversale.

Cette combinaison des coûts moyens radiaux décroissants et de la soutenabilité transversale radiale est un autre ensemble de conditions suffisantes pour prouver l'existence d'un monopole naturel. Il existe encore toute une panoplie de conditions suffisamment renforcées, puisque à chaque fois qu'une condition de complémentarité de coût quelconque, impliquant la soutenabilité transversale radiale, est combinée à des coûts moyens radiaux décroissants (DRAC), il y a sous-additivité. Ces conditions renforcées se vérifient facilement dans les valeurs des paramètres des fonctions de coût qui ont été estimées empiriquement et sont au nombre de deux : la convexité transversale radiale et la quasi-convexité de la fonction de coût.

Ainsi, lorsqu'une fonction convexe est soutenue sur un point quelconque de l'hyperplan transversal radial, cela implique immédiatement une soutenabilité transversale radiale.

La quasi-convexité peut être conçue comme une fonction de coût ayant un soutien sur l'hyperplan défini par le gradient de la fonction de coût juste sur le point en question.

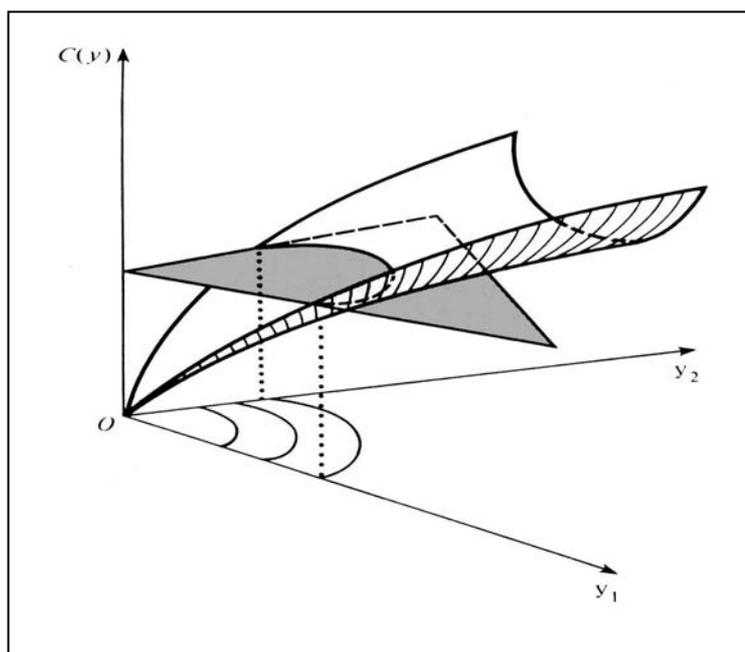
#### 4.2.7 Sous-additivité en présence des DRAC et de quasi-convexité

La quasi-convexité de la fonction de coût dans le vecteur  $y^0$  et la décroissance des coûts moyens radiaux jusqu'à l'hyperplan  $\{y \geq 0 \mid y \cdot \nabla C(y^0) = y^0 \cdot \nabla C(y^0)\}$  impliquent la sous-additivité dans  $y^0$ .

Une fonction de coût  $C(y)$  est strictement quasi-convexe dans le vecteur  $y^0$ , si l'ensemble  $\{y \mid C(y) \leq C(y^0)\}$  est un ensemble convexe strict. Cela signifie, dans le cas de deux outputs, que la fonction de coût est strictement quasi-convexe si toutes les courbes d'indifférence de coût sont strictement concaves vers l'origine.

Alors, afin de comprendre aisément à l'aide du graphique n°1.8, nous pouvons trouver dans la surface du plan défini par les vecteurs  $y_1$  et  $y_2$ , les paramètres des surfaces d'iso-coût. Le graphique 1.8 montre que la quasi-convexité en tant que caractéristique peut être aussi remplacée par la convexité radiale transversale et vice-versa. Par ailleurs, si une surface des iso-coûts a un soutien dans  $y^0$ , alors  $C(y)$  est transversale radiale et soutenable en dessous. Pourtant, la soutenabilité n'est garantie qu'à l'égard d'un hyperplan défini par  $w = \nabla C(y^0)$ . On peut conclure en disant que la soutenabilité implique à la fois la quasi-convexité et la convexité radiale transversale.

**Graphique n°1.8 : Quasi-convexité et courbes de iso-coûts**



Source : Baumol, 1982, p84.

### 4.3 Conclusion du chapitre 1

Dans les industries de réseau modernes, lorsqu'il y a concurrence entre un grand nombre d'entreprises de production, cette activité n'entraîne pas une significative présence d'économies d'échelle et d'envergure. Ainsi, au niveau de la production, la marge d'économies d'échelle est devenue de plus en plus courte grâce aux avancements technologiques permettant la concurrence.

En revanche, dans les activités du transport et de la distribution, la présence d'économies d'échelle et d'envergure est toujours importante. Ceci a conduit à traiter ces derniers secteurs comme des monopoles naturels et, par conséquent, qu'ils soient soumis à une déréglementation appropriée (Hogan et Ruff, 1994).

Cependant, dans le secteur électrique, les firmes de production d'électricité qui bénéficient d'économies d'échelle développent aussi des économies d'envergure en générant des outputs multiproduits. Les services comme le contrôle de fréquence, la réserve rotative et la réserve froide, le contrôle de voltage, les effets capacitifs, sont des services de la production qui entraînent des structures de coût différentes et, par conséquent, ces services sont considérés comme des outputs multiproduits générant des économies d'envergure.

La réunion de ces deux économies n'entraîne pas forcément l'existence d'un monopole naturel ; il est en effet nécessaire que la sous-additivité existe au sein de la production. D'autre part, les économies d'échelle et d'envergure entraînent la possibilité de se développer dans des conditions de sous-additivité et, de conduire à un état de monopole naturel.

La preuve de l'existence de la sous-additivité est difficile à étayer car elle dépend de la conjonction de plusieurs conditions. Ainsi, la sous-additivité globale et stricte, qui est à la base du monopole naturel pour tous les vecteurs d'output, existe dans deux cas de figure :

Premièrement, lorsqu'il y a cumul d'économies d'envergure et économies d'échelle, à condition que celles-ci entraînent soit des coûts moyens radiaux décroissants, soit des coûts moyens incrémentaux décroissants.

Deuxièmement, quand il y a cumul entre économies d'échelle impliquant des coûts moyens radiaux décroissants, soit avec soutenabilité transversale radiale soit avec quasi-convexité.

Il convient de noter que dans une firme multiproduit la minimisation des coûts de production n'est possible que s'il y a production dans une seule firme, donc monopole naturel. Par conséquent, diversification, efficacité productive et monopolisation vont de pair.

La dé-intégration est censée être une condition *sine qua non* pour que la concurrence se développe sur le marché en empêchant les comportements monopolistiques résultant d'économies d'échelle, d'économies d'envergure et de la sous-additivité. La déréglementation rigoureuse et indépendante permettra de construire le cadre régulateur pour atteindre un tel objectif.

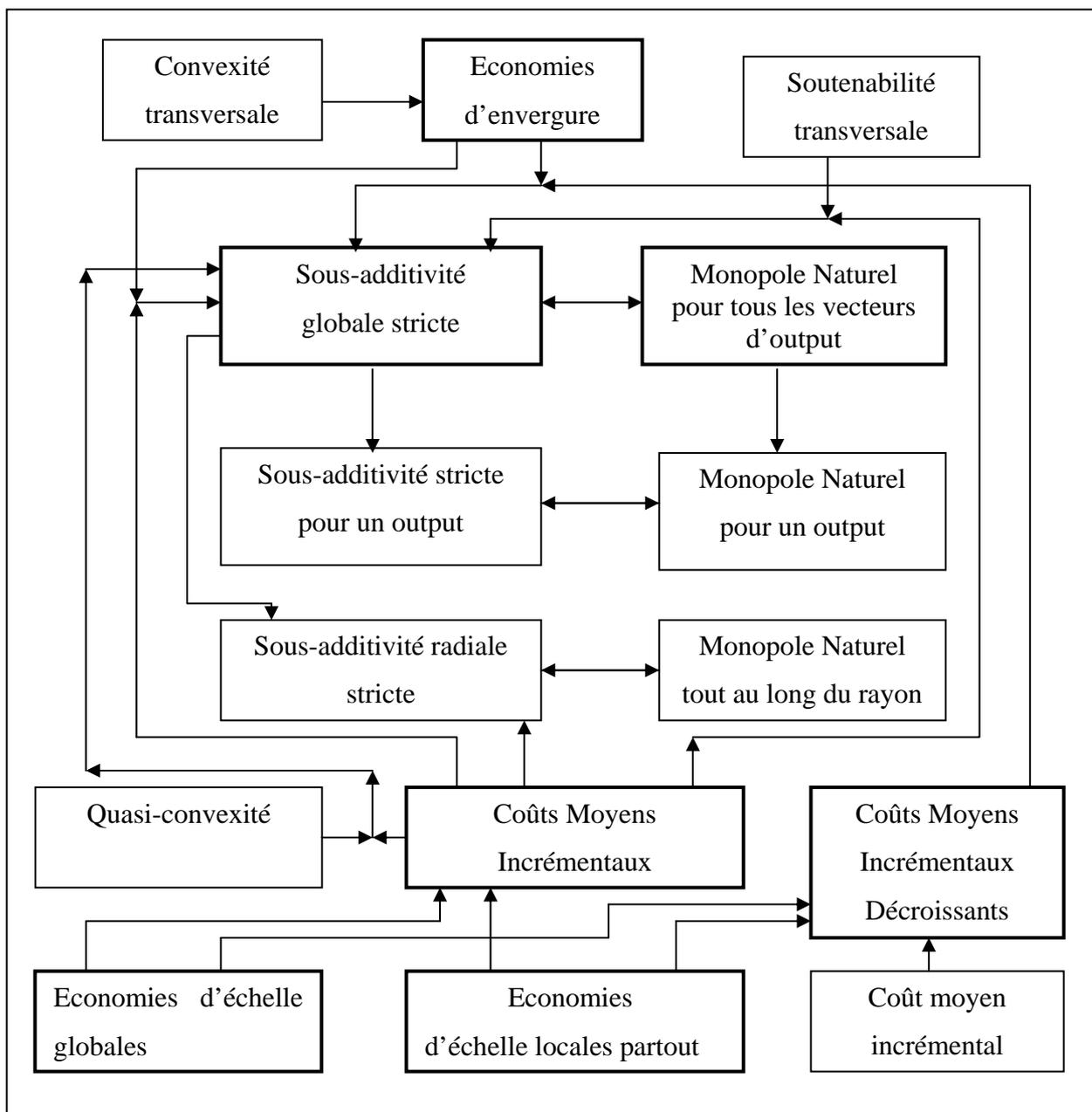
La vague de la déréglementation a traversé l'Amérique Latine tout entière. Au cours du processus de déréglementation, plusieurs phénomènes qui empêchent le fonctionnement du marché sont apparus, tels que l'intégration verticale (le Chili, la Colombie, le Brésil), la concentration monopolistique (le Chili, la Colombie), la capture du régulateur (Chili), les crises de fourniture à cause d'un manque d'expansion de la production (le Chili, la Colombie, le Brésil), des faiblesses dans l'expansion du transport (l'Argentine, la Colombie, le Brésil).

Ici, l'économie industrielle a son mot à dire dans un débat qui suscite de grandes controverses et, sur un sujet qui s'est avéré important pour la vie économique de la région.

Tout au long de ce chapitre nous avons mis en exergue la théorie économique concernant les réseaux modernes, la concentration, et le monopole naturel. La pertinence de ce chapitre et de toute la première partie se justifie dans la mesure où nous cherchons à expliciter les problèmes résultant de la déréglementation avec les outils théoriques de l'économie industrielle. Ceci explique la relation entre la partie théorique et la partie empirique de cette thèse.

Finalement, la sous-additivité, les économies d'échelle et d'envergure, la soutenabilité, sont des notions qui nous permettent de comprendre l'économie des réseaux et leur rapport avec le phénomène du monopole naturel. Le tableau ci-dessous résume ces rapports en cherchant leurs interactions.

*Tableau n° 1.2 : Les conditions de sous-additivité pour le monopole naturel*



## Chapitre 2 Les fondements théoriques et les débats sur la réglementation

### Introduction

Durant la dernière décennie, les débats majeurs entre socialisme et capitalisme ont été graduellement abandonnés et ont laissé place, parmi d'autres domaines, à l'économie de la réglementation. Cette discipline est devenue un nouveau champ de bataille théorique où se déroule le combat entre partisans d'une intervention gouvernementale dans l'économie et partisans du libéralisme (Laffont, 1995).

Si l'économie industrielle étudie l'activité économique au niveau de la firme, « l'économie de la réglementation se situe à l'intersection de l'économie publique et de l'économie industrielle. Elle explore les différentes formes de l'intervention publique dans les activités industrielles, soit pour les stimuler, soit pour les contrôler, voire pour les sanctionner »<sup>1</sup>. Bien que leurs racines se perdent dans les méandres de l'histoire de la pensée économique, il est certain que leurs paradigmes commencent à prendre tournure dans le sens de Kuhn (1962)<sup>2</sup>, lorsque les sciences économiques sont devenues autonomes, c'est-à-dire, environ à la révolution industrielle anglaise.

L'association du marché à la satisfaction du bien-être de tous est une idée qui appartient dès son origine à la pensée économique. Ainsi, selon Adam Smith (1776), le marché est assimilé à une main invisible qui guide, de façon intentionnelle, l'intérêt individuel des consommateurs et des producteurs vers la satisfaction de l'intérêt général.

Cependant, on constate que la poursuite des intérêts égoïstes ne conduit toutefois pas toujours à la réalisation de l'intérêt de tous, et qu'il en découle l'échec de la « main invisible », connu comme un défaut de marché. De sorte que la rupture du lien entre, d'une

---

<sup>1</sup> Laffont Jean Jacques, 1995, La Nouvelle économie de la réglementation dix ans après, Revue d'économie industrielle, Editions techniques et économiques, Paris, p 331.

<sup>2</sup> En effet le paradigme joue un rôle clé dans l'hypothèse élaborée par Kuhn. Lorsqu'une science atteint sa maturité, elle entre dans une phase dite de « science normale ». L'activité scientifique durant cette phase est déterminée par l'adhésion de l'ensemble des chercheurs d'un domaine donné à un paradigme commun. Barberousse Anouk et alli, 2000, La philosophie des sciences au 20<sup>ème</sup> siècle, Flammarion, Paris, p. 290.

part, la poursuite des intérêts privés des consommateurs et des producteurs, et de l'autre, l'intérêt général a été intégrée dans la notion de défaut de marché.

Au début du 20<sup>ème</sup> siècle par exemple, la propriété du marché à satisfaire l'intérêt général a été formalisée dans un cadre mathématique par l'économie du bien-être. La vertu de la main invisible y prend la forme d'un théorème qui met en correspondance un type de marché, le marché de concurrence parfaite, et une définition de l'intérêt général, donnée par l'optimum économique de Pareto (1915).

Le concept de défaut de marché trouve son origine dans le théorème précédent. Il est juste quand un certain nombre de conditions sont réunies, (Bator, 1958 ; Arrow, 1970). Lorsque ces hypothèses ne sont pas vérifiées, se manifestent alors « les défauts de marché » : l'externalité, le monopole naturel et le bien collectif. Dans ces conditions, le marché de concurrence parfaite ne conduit plus à un optimum de Pareto.

Selon Lévêque (1998), quatre écoles rassemblent les théories sur la réglementation des défauts de marché : l'économie publique (Pigou, 1932), l'économie industrielle (G. Stigler, 1971 ; Posner, 1974 ; Peltzman, 1976), la nouvelle économie publique (Laffont et Tirole, 1993) et l'économie institutionnelle (Coase, 1960 ; Williamson, 1975). Bien que les quatre écoles de l'économie de la réglementation aboutissent chacune à des prescriptions opposées sur la nécessité et les conditions de l'intervention publique tout au long du 20<sup>ème</sup> siècle, il faut souligner que leur évolution est en rapport avec les mutations économiques, politiques et technologiques de ce siècle. Si la nouvelle économie industrielle se présente aujourd'hui comme la plus évoluée, ses fondements remontent aux deux derniers siècles.

Selon Schmalense (1988) cinq séries de développements peuvent être distinguées dans ce qu'on appelle aujourd'hui « la nouvelle économie industrielle ». Toutes constituent des regards renouvelés autour du paradigme central SCP (Structures-Comportements-Performances) de Coase (1937) :

- i) la théorie des comportements stratégiques<sup>3</sup> (Cowling et Waterson, 1976 ; Tirole, 1985).
- ii) La théorie des marchés contestables<sup>4</sup> (Baumol, Willig, Panzar, 1982).

---

<sup>3</sup> Cowling K et Waterson M., 1976, Price-cost Margins and Market Structure, *Economica*, Paris, vol 43.

- iii) La théorie des coûts de transaction <sup>5</sup>(Coase, 1937 ; K. Arrow, 1962 ; Williamson, 1967).
- iv) La concurrence hors prix : théorie de la différenciation<sup>6</sup> (Stiglitz et Dixit, 1977), les stratégies publicitaires<sup>7</sup> (Friedman, 1962) et sur les dépenses de recherche et développement <sup>8</sup>(Arrow, 1962 ; Dasgupa et Stiglitz, 1980 ; Vickers, 1985).
- v) Des nouvelles préoccupations de politique industrielle<sup>9</sup> (Buchanam, 1968).

A la suite de ces développements récents, il est possible de dégager trois tendances caractéristiques de l'école de la « Nouvelle économie industrielle » (Morvan, 1991). La première est constituée par la « théorie des marchés contestables » qui traite les structures industrielles sur la base des notions de « contestabilité et de soutenabilité ». La seconde tendance est l'introduction des notions d'irréversibilité, d'asymétrie et d'incertitude informationnelles dans le champ stratégique de la firme. La troisième tendance repose sur l'utilisation de la « théorie des jeux » pour analyser les stratégies des agents dans une démarche déductive, dans le prolongement des travaux de Bertrand et Cournot<sup>10</sup>. Plusieurs questions émergent d'une telle problématique auxquelles ce chapitre tente de répondre sur le plan conceptuel :

- Quels sont les objectifs de la réglementation des marchés et comment se sont-ils renouvelés à travers le temps ?
- Faut-il qu'une entreprise ait une taille moyenne et se procure sur le marché les ressources dont elle a besoin, ou faut-il qu'elle se développe par l'intégration verticale et produise elle-même les ressources dont elle a besoin ?
- Les acquisitions et autres fusions provoquent-elles une amélioration de l'efficacité et de la rentabilité des entreprises ?

---

<sup>4</sup> Baumol William, 1977, On the Proper Costs Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry, dans Joskow Paul, 2000, Economic Regulation, Elgar, USA.

<sup>5</sup> Coase Ronald, 1937, The nature of the Firm, *Economica*, Paris.

<sup>6</sup> Dixit A.K. et Stiglitz J., 1977, Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity, *American Economic Review*, vol67, p297-308.

<sup>7</sup> Friedman J., 1983, Advertising and Oligopolistic Equilibrium, *Bell Journal of Economics*, vol 14, p464-73.

<sup>8</sup> Dasgupa P., Stiglitz J., 1980, Uncertainty, Industrial Structure and the Speed of RD, *Bell Journal of Economics*, vol 11, p1-28.

Vickers J., 1985, The evolution of Market Structure when there is a sequence of innovations, *Journal of Industrial Economics*, vol 35, p1-12.

<sup>9</sup> Buchanam J.M., 1968, Demand and supply of Public Goods, Rand MacNally.

<sup>10</sup> Morvan Yves, 1991, Fondements d'Economie Industrielle, *Economica*, 2<sup>e</sup> édition, Paris, p30.

- Un siècle d'application des réglementations antitrust est-il parvenu à promouvoir l'efficacité économique?
- Comment réguler un monopole dont les coûts sont inconnus du régulateur ?

## **Section 1 La concentration, la réglementation et le monopole naturel**

Vers la fin du 19<sup>ème</sup> et le début du 20<sup>ème</sup> siècles, alors que la révolution industrielle anglaise était déjà engagée et que les grands réseaux énergétiques et de télécommunications avaient fait leur apparition, le développement des firmes a entraîné un phénomène de concentration de richesse. Hilferding (1910) signale déjà parmi eux les branches de l'industrie électrique<sup>11</sup>.

Ainsi, dans une sélection naturelle et impitoyable des firmes, d'importants centres de propriété industrielle et de décision ont vu le jour à partir de la fin du 19<sup>ème</sup> siècle : trust nord-américains, holdings anglais, cartels allemands, corporations japonaises<sup>12</sup>. Dans le même temps, à côté des monopoles ne cessent de naître et de se développer des entreprises nouvelles aux dimensions plus modestes. Dans l'image d'un bâtiment à deux étages, Braudel (1979) suggère l'idée d'un capitalisme où les monopoles sont au sommet et, dessous, le secteur concurrentiel réservé aux petites et moyennes entreprises.

Alors que pour Marx (1859), le développement du capitalisme industriel et de la concentration apparaissent inéluctablement liés, dans un processus inévitable qui entraîne même la disparition du capitalisme, pour les néoclassiques du 19<sup>ème</sup> siècle le gigantisme des firmes devait se heurter à des coûts croissants qui empêcheraient toute tendance chronique à la concentration. Il n'y aurait donc rien à craindre (Morvan, 1991).

L'observation de l'évolution du monopole industriel montre que le développement du phénomène de concentration reste largement suscité par des causes générales très profondes.

---

<sup>11</sup> Ces branches d'industrie développées sont aussi celles où la concurrence des petites entreprises est plus rapidement éliminée ou bien où il n'y a pas eu de petites entreprises (comme dans le cas de l'industrie électrique). Hilferding Rudolf, 1910, *Le capital Financier : étude sur le développement récent du capitalisme*, Les éditions de minuit, traduction française 1970, Paris, p269.

<sup>12</sup> L'union des entreprises peut se faire de deux façons. Ou bien elles conservent chacune leur autonomie et ne se lient que par contrat. Il s'agit alors d'une communauté d'intérêts (Cartels). Ou bien elles se fondent dans une entreprise nouvelle, et c'est ce qu'on appelle une fusion. (Truts). Ibid, p279.

La genèse du capitalisme, censée apparaître dans le Haut Moyen Age, aurait déjà constitué les conditions nécessaires pour la formation du monopole.

Pour Hilferding (1910), au 20<sup>ème</sup> siècle, c'est la suprématie du capitalisme financier sur le capitalisme industriel et marchand qui se trouve à la base de l'immense concentration de l'argent et du développement du monopole<sup>13</sup>, tandis que pour Braudel (1979), la « vieille aventure » du capitalisme et le monopole, précèdent la révolution industrielle anglaise : « C'est une vision (celle d'Hilferding) que je souscrirais sans difficulté à condition d'admettre que la pluralité du capitalisme est ancienne, que le capitalisme financier n'est pas le nouveau-né des années 1900. Il a déjà su à Gènes ou à Amsterdam s'emparer de la place et dominer pour un temps l'ensemble du monde des affaires. »<sup>14</sup>

### **1.1 La notion de la concentration et sa mesure**

Dans un mouvement incessant, les firmes agitées par les impératifs du jeu concurrentiel sont obligées tantôt d'attaquer ou de se défendre, tantôt de s'organiser et de se réorganiser, menacées par le dilemme mortel : croître ou disparaître. Deux voies s'offrent aux firmes face à la croissance : la première, la croissance interne par l'autofinancement ou l'apport des capitaux frais mais sans s'unir avec d'autres firmes, la deuxième, la croissance externe en utilisant la fusion comme un moyen pour passer à une nouvelle forme d'entreprise basée sur les unités préexistantes.

La concentration révèle plusieurs aspects de la nature de la firme et repose sur des valeurs différentes de la chaîne productive, tels que les facteurs de production, du transport, de la distribution, du financement et ainsi de suite. Au cours des processus de croissance évoqués, les industries de réseau peuvent entraîner plusieurs types de concentration : absolue, relative, technique, économique, financière, horizontale, verticale.

Considérant certaines unités d'une firme au sein d'un ensemble d'appartenance, le phénomène de concentration peut être décrit comme « le processus (ou le résultat de

---

<sup>13</sup> Hilferding Rudolf, 1910, Le capital Financier : étude sur le développement récent du capitalisme, Les éditions de minuit, traduction française 1970, Paris, p311-312.

processus) qui tend à accroître l'importance (relative ou absolue) de certaines unités »<sup>15</sup> par rapport aux autres.

De ce point de vue, la concentration peut être mesurée de deux façons : absolue et relative. Par la première, il s'agit surtout de la mesure de la taille  $X$  des unités ou de la taille moyenne  $\bar{X}$  de chaque producteur.

Des mesures simples comme le nombre de salariés par unité de production ou plus subtiles telles que le taux d'Hirschmann (voir l'annexe n°2.1.1), la mesure d'Herfindhal ou l'indice de Linda ont été recensées.

En outre, il est possible d'évoquer la concentration sous l'angle de la concentration relative, c'est-à-dire, d'assimiler la modification de la répartition d'une variable entre diverses unités ; par exemple, il peut s'agir d'estimer l'importance des  $N^X$  premières unités par rapport à la variable  $X$  ou bien de mettre en évidence l'inégalité de la distribution d'une variable entre les  $N$  unités. Dans ce dernier cas, on peut utiliser des « coefficients de dispersion » ou des courbes d'inégalité.

Certaines firmes peuvent maîtriser des masses croissantes de capitaux engagés soit dans la même filière, soit dans des filières différentes. Dans ce cas l'un des phénomènes typiques des industries de réseau concerne les concentrations horizontale et verticale.

La concentration horizontale correspond au renforcement du pouvoir des firmes contrôlant d'autres unités situées au même niveau des filières. Lorsque les unités produisent un même type de bien, on parle d'une concentration horizontale homogène ou, si elles produisent des biens différents, correspondant à des capitaux engagés dans des filières différentes, de concentration horizontale hétérogène.

## **1.2 La Concentration sous la forme d'intégration verticale**

Selon Porter (1982), « l'intégration verticale représente la décision d'une firme d'utiliser des transactions internes, d'ordre administratif, plutôt que des transaction marchandes pour réaliser ses objectifs économiques »<sup>16</sup>. En effet, il s'agit du dilemme auquel les firmes doivent

---

<sup>14</sup> Braudel Fernand, (1979), Le temps du Monde, Civilisation matérielle, économie et capitalisme, 15<sup>ème</sup> -18<sup>ème</sup> siècles, Tome 3, Armand Collin, Paris, p524.

<sup>15</sup> Morvan Yves, 1991, Fondements d'Economie Industrielle, Economica, 2<sup>e</sup> édition, Paris, p88.

<sup>16</sup> Porter Michael, 1982, L'avantage concurrentiel, InterEditions, Paris, 6<sup>e</sup> tirage 1996, p327.

se confronter, entre faire et faire faire (make or buy). Une entreprise est dite verticalement intégrée lorsqu'elle contrôle plus d'un des stades successifs de production d'un bien. Elle n'est pas intégrée si elle achète auprès d'autres entreprises les facteurs de production et les services dont elle a besoin pour produire, transporter ou distribuer son produit (Carlton, 1991).

Pour Adelman (1949) l'intégration verticale de la firme est une réalité plutôt banale, étant donné que la plupart des processus de production (pour ne pas dire tous) entraînent un certain degré d'intégration verticale, c'est-à-dire « la transmission d'un département à l'autre, d'un bien ou service qui pourrait, sans adaptation majeure, être vendu sur un marché »<sup>17</sup>. A bien des égards donc, la détermination du niveau d'intégration verticale serait partie de l'extension du « faire » dans les activités normales d'une firme. Même lorsqu'une firme n'est pas verticalement intégrée, elle peut, à travers ses contrats, poser des restrictions verticales à ses distributeurs par exemple, en déterminant des territoires de ventes ou un minimum de vente pour ses produits.

Cependant, la théorie économique a du mal à en donner une interprétation satisfaisante et les explications, notamment dans les courant de pensée nord-américaine, ont variée entre deux pôles : soit les entreprises s'intègrent verticalement pour augmenter leur pouvoir de marché, soit les firmes mettent en œuvre des stratégies d'intégration verticale pour accroître leur efficacité, mécanisme censé être supérieur à un mécanisme de marché. Dans le premier cas, ce mouvement est par essence suspect, car il permet aux firmes de distordre la concurrence ; ce sont les arguments de l'école de Harvard développés dans les procès antitrust, ce qui a fait que la réflexion théorique soit étroitement liée aux lois antitrust nord-américaines<sup>18</sup>. Dans le second, l'intégration verticale est considérée comme un avantage pour la société selon l'explication « transactionnelle » de la firme (Dang, 1995).

---

<sup>17</sup> Adelman M.A., 1949, *Integration and Antitrust Policy*, Harvard Law Review, vol 27, cité dans J.S. McGee, 1990, *Industrial Organization*, Prentice Hall International Editions, New York.

<sup>18</sup> Dans cette réflexion se pose le problème de la mesure de l'intégration verticale, censée manquer d'universalité et de fiabilité (Maddigan R.J., 1981).

### 1.2.1 Les conditions déterminantes de l'intégration verticale

Réduire les coûts ou éliminer une externalité, sont très souvent les objectifs liés au choix d'une firme pour s'intégrer verticalement. Certes, dans ce type d'engagement, l'entreprise doit avoir de solides motivations car les coûts sont en général élevés.

Trois types de coûts sont au moins à prendre en compte : d'abord le coût des facteurs de production en soi, qui peut être plus élevé pour la firme intégrée verticalement que pour une autre qui dépend d'un marché efficient ; puis, les coûts d'organisation d'une firme intégrée qui augmentent avec sa taille, même si le recours au marché lui permettrait de réduire les coûts de surveillance et d'organisation ; enfin, les coûts juridiques en cas de fusion verticale qui sont très souvent importants (Carlton, 1998). L'intégration peut aussi générer des économies d'échelle et d'envergure permettant ainsi à la firme de réduire ses coûts de production.

Lorsque leurs bénéfices compensent leurs coûts, les entreprises ont recours à l'intégration verticale. Selon M. Perry (1989) il y a au moins six conditions qui déterminent l'intégration verticale<sup>19</sup>.

#### a) Réduire les coûts de transaction

La réduction des coûts de transaction<sup>20</sup> ainsi que des coûts liés à la négociation et au respect de l'application des contrats sont un facteur déterminant (Williamson, 1975). Selon Coase (1937), une firme tendra à s'intégrer verticalement quand les coûts de coordination interne sont inférieurs aux coûts de transaction découlant de l'utilisation des mécanismes de marché et en particulier, le coût d'une intégration verticale, concernant la réalisation des mécanismes de prix, varie en forme considérable entre firme et firme<sup>21</sup>.

Ainsi, si l'entreprise n'a qu'un seul fournisseur pour certains composants essentiels, celui-ci peut profiter de la situation pour augmenter ses prix ; c'est le comportement opportuniste qui peut être adopté par une firme pour exploiter une firme partenaire. On

---

<sup>19</sup> Perry Martin, 1989, Vertical Integration : Determinants and Effects, dans Richard Schmallense et Robert Willig, édis, Handbook of Industrial Organization, New York, p187.

<sup>20</sup> Williamson Oliver, 1975, Markets and hierarchies : Analysis and Antitrust Implications, New York.

<sup>21</sup> Coase Ronald, 1937, The Nature of the Firm, *Economica* 4, Paris, p388.

distingue quatre cas où les coûts de transaction sont suffisamment élevés pour justifier l'intégration verticale <sup>22</sup>:

- i) Actif spécifique. C'est un bien ou un service produit pour satisfaire un besoin particulier d'un petit nombre de clients. Prenons le cas d'un réseau adapté à un produit fabriqué en forme spécifique, une fois qu'il a été transformé, il est à la merci de son fournisseur en cas de conflit. Les trois principales catégories d'actifs spécifiques sont <sup>23</sup>: le capital physique spécifique, le capital humain spécifique, et le capital localisé en lieu spécifique (Williamson, 1968).
- ii) Incertitude. Lorsque une firme ne peut pas contrôler la qualité des facteurs de production qu'elle utilise (comme par exemple l'espérance de vie d'une machine ou sa performance) alors elle peut choisir l'intégration de son fournisseur.
- iii) Transfert d'informations. En général, les transactions entre les firmes impliquent un échange de toute sortes d'informations ; si une firme ne fait pas l'effort de fournir des renseignements considérés comme importants pour son partenaire, l'intégration permet d'éviter ce type de problèmes.
- iv) Coordination à grande échelle. La quatrième raison de l'intégration verticale est qu'elle facilite la coordination à grande échelle notamment dans les industries de réseau lorsqu'il s'agit des problèmes de coordination du transport<sup>24</sup>.

Il faut noter que ces contraintes technologiques ne sont pas les seules à expliquer l'incitation à l'intégration verticale.

b) Garantir l'accès à une ressource

La nécessité de garantir l'approvisionnement d'un facteur de production essentiel peut être à la base des exigences tendant à l'intégration verticale. En effet, le prix n'est pas le seul instrument d'allocation des ressources car la garantie d'accès à une ressource peut jouer un

---

<sup>22</sup> L'approche de l'intégration verticale des Coûts de transaction est considérée comme très important selon Joskow Paul, 1985, Vertical Integration and Long-term Contracts: The Case of Coal-burning Electric Generating Plants, Journal of Law, Economics and Organization, vol 1, Yale University, p281-327.

<sup>23</sup> Williamson Oliver, 1968, Wage Rates as barriers to Entry: the Pennington Case en Perspective, Quarterly Journal of Economics, p95.

<sup>24</sup> Carlton D. et Klammer M., 1983, The Need for Coordination Among firms with Special Reference to Network Industries, University of Chicago Law Review 50: 445-65.

rôle déterminant à cet égard. C'est notamment le cas des combustibles dans les industries de réseau électriques car l'éventualité d'un rationnement et les dégâts qui en découlent, favorisent l'intégration verticale comme un moyen d'augmenter la probabilité d'obtenir le produit rationné (Joskow, 1985). Il n'est donc pas forcément efficient de faire supporter le risque des variations de la demande aux fournisseurs extérieurs, ce qui incite à renforcer davantage l'intégration verticale (Carlton, 1979)<sup>25</sup>.

c) Supprimer les externalités

La nécessité d'internaliser des facteurs externes qui agissent sur le comportement général d'une firme constitue une force d'intégration verticale. C'est le cas, par exemple, de certains services de réseaux qui ont bonne réputation auprès des consommateurs. Cette réputation constituant une externalité pousse les consommateurs à chercher le même service ailleurs. Dès lors la firme cherche à assurer le bon service par le biais de l'intégration.

d) Eviter les interventions publiques

Le contrôle des prix, des taxes, de la réalisation des contrats ainsi que d'autres interventions du régulateur sur les monopoles, constituent des actions que les firmes cherchent à éviter par l'intégration verticale.

Lorsque certains des profits d'une firme sont réglementés au détriment d'autres, la réglementation publique peut favoriser l'intégration verticale ou horizontale ou les deux à la fois. C'était le cas notamment des communications téléphoniques aux Etats Unis<sup>26</sup> où seuls les appels locaux avaient été réglementés. Si la firme pouvait ainsi transférer le profit du secteur réglementé à ceux qui ne l'étaient pas, elle échappait du même coup à la réglementation des communications locales. Par le transfert comptable des coûts relevant des divisions non réglementées, elle pouvait réduire le profit de la division réglementée, augmenter le profit des autres divisions et augmenter son profit global (Carlton, 1998).

e) Accroître le profit du monopole

---

<sup>25</sup> Carlton D., 1979, Vertical Integration in Competitive Markets Under Uncertainty, *Journal of Industrial Economics* 27, 127-209.

<sup>26</sup> Selon le Ministère de la Justice, la structure verticale de l'entreprise favorisait une concurrence déloyale par rapport aux autres prestataires de communications à longue distance. Par exemple, en faisant payer des tarifs de connexion locale élevés ou en leur fournissant un service de mauvaise qualité, AT&T pouvait nuire à ses

A cause de l'intégration verticale, deux façons d'augmenter le profit d'un monopole peuvent être différenciées : par le contrôle de la fourniture des facteurs de production et par la discrimination des prix.

Premièrement, lorsqu'il existe un facteur de production essentiel au processus d'une industrie concurrentielle, monopolisé par un fournisseur déterminé, il se peut qu'il augmente son profit en transformant l'industrie concurrentielle en un monopole verticalement intégré, et à l'opposé, qu'une firme cliente absorbe son unique fournisseur.

En fait, le monopole n'a intérêt à s'intégrer vers l'aval qu'à certaines conditions inhérentes au processus de production. D'après Carlton (1998), deux conditions peuvent être envisagées en fonction de la combinaison des facteurs de production entre eux :

Fonction de production à facteurs non substituables (les facteurs ne peuvent être utilisés que dans une proportion constante). Dans ce cas, le monopole en aval n'a pas intérêt à s'intégrer car son profit reste inchangé.

Fonction de production à facteurs substituables (les facteurs peuvent être combinés dans des proportions variables). Ici le monopole a intérêt à s'engager dans une intégration verticale à condition que le profit soit supérieur aux coûts d'intégration<sup>27</sup>.

Le second cas concerne une firme verticalement intégrée, qui a le monopole de la production d'un produit et qui peut pratiquer une discrimination par le prix. Il est connu que l'un des ingrédients essentiels d'une discrimination de prix consiste à empêcher ceux qui payent un prix faible de revendre le produit à ceux qui payent un prix élevé. De sorte que s'il n'est pas possible d'empêcher les reventes, il est également impossible d'introduire une discrimination de prix. Dans ces conditions, l'intégration verticale peut empêcher les reventes<sup>28</sup>.

#### f) Réduction du pouvoir de marché d'un fournisseur

L'intégration verticale permet non seulement d'augmenter le profit d'une entreprise, mais aussi de réduire le pouvoir de marché d'un fournisseur. Prenons le cas d'une entreprise

---

concurrentes. Lavey W. et Carlton D., 1983, Economic goals and remedies of the AT&T Modified Judgment, Georgetown Law Review 17, 1497-1518.

<sup>27</sup> Pour une démonstration plus minutieuse voir Carlton W. D. et Perloff J. (1998), Economie industrielle, traduction de la 2<sup>e</sup> édition américaine par Fabrice Mazerole, Ouvertures Economiques, Paris.

<sup>28</sup> L'interdiction de l'intégration verticale empêche les entreprises ayant déjà un pouvoir de marché de discriminer par le prix et, par conséquent, réduit le taux d'épuisement des ressources non renouvelables telles que le pétrole. Carlton D. et Perloff J., 1981, Price Discrimination, Vertical Integration and Dive titure in Natural Resource Markets, Ressources and Energy 3, 1-11.

productrice exclusive d'un facteur de production essentiel au processus de son client. Lorsque le monopole a fixé un prix très élevé, l'intégration vers l'amont peut être rentable, ce qui peut conduire la deuxième firme à construire une usine pour fabriquer elle-même le facteur dont elle a besoin.

Cependant, si la firme choisit l'alternative de l'intégration verticale vers l'amont plutôt que de construire une usine, le problème est semblable à celui de la section précédente et, dans ce cas-là, les profits joints du fournisseur et du client n'augmentent que si la production est à facteurs substituables.

Finalement, Stigler (1951)<sup>29</sup> et Williamson (1975) ont développé une théorie qui met en rapport le cycle de vie des entreprises et l'intégration verticale. En effet, en se fondant sur le théorème de Smith selon lequel « la division du travail est limitée par l'importance du marché », ils ont expliqué les causes pour lesquelles les firmes ont recours tantôt au marché dans ces certaines périodes, tantôt à l'intégration verticale dans d'autres (Carlton, 1998).

### **1.2.2 Les restrictions verticales**

L'objectif des restrictions verticales est de produire un résultat semblable à celui qui a été obtenu lors de l'intégration verticale d'une entreprise. Pour cela, ajoutant aux prix de gros, les firmes négocient des contrats de distribution en imposant certaines conditions au distributeur. Ces restrictions portent très souvent soit sur le niveau minimum d'unités vendues, soit sur la localisation des entreprises distributrices, soit sur un prix minimum ou encore, sur l'interdiction de vente de produits concurrents.

Les coûts trop élevés d'organisation de la main d'œuvre et du transport lié à la distribution sur un marché éloigné, expliquent les raisons pour lesquelles les monopoles préfèrent les restrictions plutôt que l'intégration verticale. La théorie des contrats a intégré cette problématique dans le cadre de la relation principal agent.

Quatre problèmes se posent lors de la mise en distribution d'un produit par un monopole :

---

<sup>29</sup> Stigler G., 1951, The Division of Labor is Limited by the Extent of the Market, Journal of Political Economy 59, p185-93.

i) Lorsque la production et la distribution sont contrôlées par des monopoles, le profit du monopole est prélevé deux fois. En conséquence, le consommateur paie plus cher du fait que chaque monopole, producteur et distributeur, ajoute son profit. Cette double marge pousse les firmes ou bien à l'intégration verticale ou bien à l'établissement de restrictions verticales afin d'améliorer les profits joints. Lorsqu'il existe deux monopoles successifs à la place d'une seule firme verticalement intégrée, non seulement le bien être des consommateurs mais aussi le profit des entreprises sont moins élevés, ce qui rend souhaitable l'intégration verticale. Nonobstant, ceci n'est pas toujours possible et comme il a été déjà dit, l'intégration verticale n'est envisageable que lorsqu'elle est moins coûteuse que deux monopoles successifs. Une autre solution peut être alors la restriction verticale.

En cas de monopoles successifs plusieurs phénomènes sont envisageables car le distributeur pour sa part est incité à la fois à limiter ses ventes et à augmenter le prix. Quant au producteur, son intérêt consiste à ce que le système de distribution soit aussi efficace que possible, en d'autres termes que la marge du distributeur soit aussi faible que possible ; il n'a aucun intérêt à une réduction supplémentaire de production.

De façon générale , si la distribution est concurrentielle, le prix de détail sera proche du prix de gros, ce qui intéresse idéalement le producteur. En fait , ce n'est pas le cas dans les monopoles naturels des industries de réseaux par exemple où le producteur doit passer par un distributeur unique.

Trois types de restrictions verticales peuvent être imposées par le producteur afin que les produits soient distribués de façon plus concurrentielle : un prix de vente maximum<sup>30</sup>, un quota de vente au distributeur, des tarifs plus élaborés (une tarification en deux parties, dont l'une est une franchise par exemple).

ii) Des situations favorables aux passagers clandestins dans la distribution. Lorsque les distributeurs doivent entreprendre des efforts promotionnels de vente pour promouvoir un produit dont une partie bénéficie à tous, ceci favorise le comportement de passager clandestin. Les restrictions verticales peuvent aider à contrôler les passagers clandestins telles que

---

<sup>30</sup> C'était une solution très répandue aux Etats Unis avant 1976, après cela était illégal. Carlton 1998. p578.

l'établissement des droits de propriété, les concessions d'un territoire exclusif, la fixation du prix du détail, le contrôle de l'effort de vente du distributeur.

iii) Le passager clandestin au niveau de la production. Quand deux producteurs utilisent le même distributeur par exemple et lorsque l'un d'eux finance des campagnes promotionnelles pour inciter les clients à consommer le produit distribué, alors l'autre est incité à agir comme un passager clandestin. Il en est de même dans le cas de la formation du personnel. Afin de résoudre ce problème la solution la plus répandue est celle du distributeur exclusif, dans laquelle le distributeur obtient le droit de distribuer à condition de ne pas distribuer le produit des autres producteurs.

iv) Les externalités dues à l'absence de coordination entre distributeurs. C'est l'intérêt d'un producteur qui passe par différents distributeurs indépendants et concurrents de coordonner ou de restreindre les efforts de cette concurrence. Dans ce cas la localisation des points de vente ou de transport doit être optimale, mais ce n'est pas forcément celle souhaitée par le producteur, ce qui nécessite l'intervention d'un autre acteur.

L'interdiction des restrictions verticales ne résout pas nécessairement le problème lorsqu'elles sont devenues indésirables. L'interdiction légale a du sens quand le coût de l'intégration est supérieur à celui des restrictions. Le producteur peut toujours opter pour l'intégration verticale de la distribution afin d'imposer ses restrictions et accroître ses profits, mais l'effet sur les consommateurs peut être positif ou négatif.

Même les lois antitrust n'ont pu empêcher l'intégration verticale lorsqu'elle se réalise par croissance interne<sup>31</sup>. Si l'intégration verticale se manifeste par des fusions qui limitent la concurrence, les lois antitrust peuvent éventuellement être invoquées, de sorte que dans le cadre des lois antitrust nord-américaines, la plupart des restrictions et intégrations verticales sont jugées au cas par cas, en fonction des circonstances particulières.

---

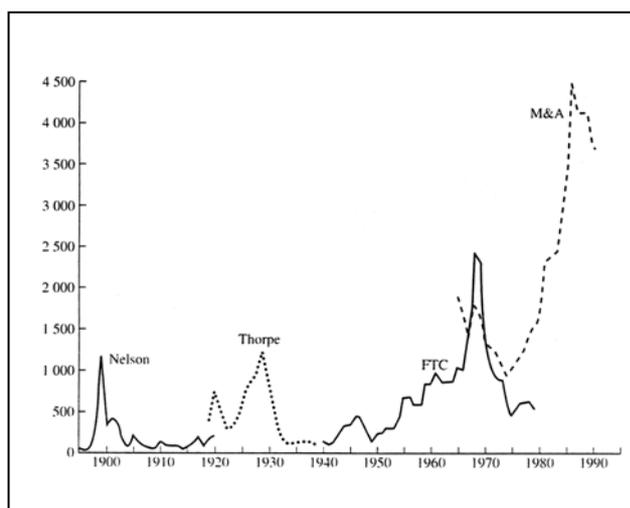
<sup>31</sup> Le cas « United States vs. Alcoa » est une exception, car le tribunal a jugé que l'intégration verticale d'Alcoa entre la bauxite et la production d'électricité restreignait la concurrence. Carlton, 1998, p589.

## 1.3 Le monopole et les lois antitrust

### 1.3.1 L'hégémonie des Etats Unis

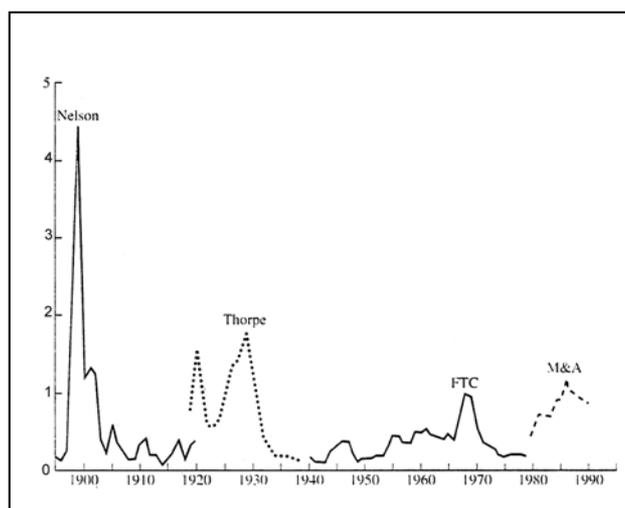
Vers la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, les grands débats sur le monopole qui avaient déjà commencé en Europe, se sont transportés vers les Etats Unis, nouveau centre de l'économie mondiale qui commencera à affirmer sa prépondérance à la sortie de la première guerre mondiale. Les réseaux des chemins de fer, des communications, du pétrole et du gaz ont provoqué de profonds bouleversements de l'économie nord américaine et mondiale qui a vu naître dans les années 1890 les monopoles industriels modernes.

**Graphique n°2.1 :**  
*Nombre annuel de fusions-acquisitions*



Source : Carlton, 1998, p38-39.

**Graphique n°2.2 :** *Nombre de fusions acquisitions par milliard de dollars de PIB réel*



La plupart des auteurs, appartenant à des courants de pensée différents s'accordent à considérer cette période de fusions comme l'une des plus intenses de l'histoire des Etats Unis. Stigler (1950)<sup>32</sup>, par exemple, a qualifié cette vague de fusions comme un *mouvement des*

<sup>32</sup> Stigler George, 1950, Monopoly and Oligopoly by Merger, American Economic Review 40, p23-34.

*fusions monopolistiques*, Lénine (1918) la considère comme le début de « la dernière étape du capitalisme ».

Les graphiques n°2.1 et 2.2 montrent l'évolution du nombre des fusions aux Etats Unis<sup>33</sup> depuis 1900 et révèlent l'existence de quatre périodes : premièrement, la vague de fusions de 1890, ensuite, celle apparue au cours des années 1920 et qualifiée par Stigler (1950) de *mouvement de fusions oligopolistiques*, celle des années 1960 caractérisée par la formation de conglomérats ou holdings qui contrôlaient des nombreuses entreprises agissant dans des secteurs d'activité différents et enfin, la plus récente, qui fait partie de ce que certains auteurs appellent la dernière mondialisation. Selon Carlton (1998), lorsque l'on ramène le nombre des fusions à la taille de l'économie (exprimée par milliards de dollars de PIB réel en dollars de 1982), le second graphique montre que l'activité de fusions du début de siècle était plus intense que celle des années 1980, même si après la deuxième guerre mondiale, Chevalier (1970) considérait que « l'économie américaine continue à se concentrer à un rythme excessivement rapide. »<sup>34</sup>

### **1.3.2 La politique antitrust aux Etats Unis**

C'est à propos de la constitution et de l'organisation du capitalisme industriel nord-américain que sont traitées les grandes questions au cours des procès antitrust<sup>35</sup>. C'est pour faire obstacle à la prédominance des tentatives monopolistiques dans l'économie qu'est née en 1890 la première loi antitrust de l'histoire, le Sherman Act<sup>36</sup>, complété en 1914 par le

---

<sup>33</sup> Ces graphiques ont été pris de Carlton (1998), p38-39. Ils sont basés sur un étude de Golbe D. and White J., 1988. Les données ont été calculés par Nelson (1959) pour les secteurs manufacturier et minier. Par Thorpe et reproduites par Nelson (1959). Par la FTC: continuation par la Federal Trade Commission et enfin, par la M&A, Mergers and Acquisitions in the U.S. Economy.

<sup>34</sup> Chevalier J-M, 1970, La structure financière de l'industrie américaine et le problème du contrôle dans les grandes sociétés américaines, Editions Cujas, Paris, p9.

<sup>35</sup> Chevalier J-M., 1995, L'économie industrielle des stratégies d'entreprises, Montchrestien, Paris. p7.

<sup>36</sup> Le sénateur Sherman (représentant de l'Etat d'Ohio) avait introduit sa proposition d'Act en décembre 1889. Le débat au sénat s'est poursuivi jusqu'à son approbation le 8 avril 1890, par 52 votes contre 1. Le texte a été signé par le président Harrison le 2 juillet 1890.

La première section du Sherman Act précise : « tous les accords, contrats, trust ou toute association sous forme d'un trust ou sous une autre forme ou bien toute entente, destinés à restreindre la concurrence libre et totale dans l'importation, le transport ou la vente d'articles importés aux Etats Unis ou dans la production ou vente d'articles

Clayton Act et le Federal Trade Commission Act. Viennent ensuite le Robinson-Patman Act (1936) et le Celler-Kefauver Antimerger Act (1950). Tous ont subi, au fil des années, de nombreuses modifications (Chevalier, 1995).

Reconnu comme le plus important statut antitrust de l'époque moderne, le Sherman Act a été appliqué de façon décisive pendant plus d'un siècle aux Etats Unis pour juger des affaires monopolistiques. Cependant, malgré l'importance de cet instrument juridique tout au long du 20<sup>ème</sup> siècle, la Cour Fédérale n'est jamais arrivée à déterminer des réglementations et des politiques qui auraient permis de le mettre en œuvre et d'en contrôler son application<sup>37</sup>. Ainsi, les règles que le Congrès nord-américain avait instaurées n'étaient destinées qu'à favoriser le consommateur et le petit producteur, de façon générale et vague<sup>38</sup>. De la même manière, le statut visait à réprimer trois phénomènes, notamment les accords de cartel, les fusions monopolistiques et les tactiques prédatrices ( Bork, 1966).

Confrontés à l'existence du pouvoir du monopole sans cesse remis en question, les grands courants de pensée de l'économie industrielle et l'expérience industrielle nord-américaine ont constitué la base de la politique concurrentielle aux Etats Unis car les recherches menées ont presque toujours eu, aux Etats Unis, une contrepartie normative<sup>39</sup>. La politique européenne de la concurrence est largement inspirée de celle des Etats Unis. A partir de l'année 1990, la théorie et l'expérience de ce pays dans ce domaine se sont répandues par vagues successives de par le monde (Médan, 2000).

Tout au long du premier tiers du 20<sup>ème</sup> siècle, aux Etats Unis et en Europe, des études sur l'économie industrielle se sont développées. Mais c'est surtout aux Etats Unis que l'on continue de s'intéresser au phénomène de la concentration et de ses rapports avec le marché et la concurrence. Ainsi, pour garder une *workable competition* comme objectif de base, plusieurs grandes questions seront examinées au cours des procès antitrust : la définition du

---

de production domestique ou matières premières domestiques en concurrence avec un autre article similaire sur lequel une taxe ait été imposée par les Etats Unis ou qu'ils soient transportés entre les différents Etats de l'Union ... sont illégaux et nuls. »

<sup>37</sup> Parmi les cas les plus célèbres, le Sherman Act a été appliqué pour la première fois en 1911, dans le démantèlement de la fameuse Standard Oil of New Jersey, qui faisait partie de l'empire Rockefeller, puis en 1945 dans le cas ALCOA, monopole qui détenait 80% du marché nord-américain d'aluminium, en 1969 sur l'IBM, en 1974 sur l'American Telephone and telegraph ATT et, enfin, dans l'affaire de Microsoft en 1998.

<sup>38</sup> Bork Robert, 1966, Legislative Intent and the Policy of the Sherman Act, Journal of Law and Economics, en Sherer F.M., 1993, Monopoly and Competition Policy, Volume I, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, US, p203.

marché pertinent (the relevant market), le monopole, les ententes (considérées comme des atteintes à la concurrence), le monopole, la collusion explicite ou implicite, les fusions et acquisitions verticales, horizontales et conglomérales, les pratiques discriminatoires et ainsi de suite. Il s'agissait de donner un sens économique aux concepts juridiques, de forger de nouveaux instruments d'analyse théorique, de construire une méthode et surtout, toujours de rechercher une contrepartie normative.

### **1.3.3 L'approche de Mason**

C'est dans ces conditions que durant les années de la grande Dépression de 1930 et de la Seconde Guerre Mondiale de nombreux auteurs ont mis en évidence la nécessité d'une nouvelle approche de l'économie industrielle basée sur un corps théorique cohérent et mieux adapté. Le nouveau cadre devait donc se construire sur des bases différentes de celles de la théorie néoclassique et selon la démarche codifiée par Mason (1939), « en partant de la structure des marchés, il s'agit d'examiner le comportement des firmes industrielles et de comparer leurs performances à ce qu'elles devraient ou pourraient être. »<sup>40</sup>

La rupture avec la théorie micro-économique traditionnelle est apparue à partir d'un modèle général conçu par Mason en 1939 et systématisé dans les années 1960-1970 sous le paradigme du triptyque Structures-Comportements-Performances (SCP)<sup>41</sup>. L'orientation conceptuelle chez Mason (1959) se définit autour de quelques thèmes-clés<sup>42</sup> :

- i) Le caractère trop abstrait et statique des concepts néoclassiques qui s'avère insuffisant face aux politiques de prix et à la dynamique d'ensemble du système productif.
- ii) La préférence pour une méthode totalement inductive afin de mélanger plus étroitement théorie et empirisme.

---

<sup>39</sup> Philips A. et Stevenson R., 1974, *The Historical Development of Industrial Organization*, *History of Political Economy*, vol.-, n°3.

<sup>40</sup> Mason Edward, 1939, *Price and Production Policies of Large-Scale Enterprise*, *American Economic Review*, suppl. 29, p61-74.

<sup>41</sup> Le paradigme Structure-Comportement-Performance fut Développé à Harvard par Mason (1939, 1949), puis poursuivi par ses collègues et étudiants, dont Bain (1959). Carlton W. D. et Perloff J. (1998), *Economie industrielle*, traduction de la 2<sup>e</sup> édition américaine par Fabrice Mazerole, *Ouvertures Economiques*, Paris, p2.

<sup>42</sup> Mason Edward, 1957, *Economic Concentration and the Monopoly Problems*, Harvard University Press, Cambridge.

- iii) La remise en cause du concept de marché, basé sur un produit homogène trop indifférencié, au profit d'une notion plus réaliste d'industrie au sens marshallien.
- iv) Enfin, le point de départ est l'hypothèse selon laquelle les comportements des firmes sont déterminés par les structures dominantes de cette activité.

Quelques années plus tard, Bain (1954) reprendra la démarche de Mason pour affirmer l'existence d'une relation indirecte entre performances et structures à travers le filtre des comportements, puis pour démontrer que le taux de profit des firmes est fonction de leur degré de concentration et de la hauteur des barrières à l'entrée<sup>43</sup>. Cependant, il marque ses distances avec Mason en ce qui concerne la méthode et les fondements théoriques néoclassiques et il introduit des concepts favorisant le développement d'une problématique normative (Morvan, 1991).

### **1.3.4 La nouvelle économie industrielle**

Cette méthode d'analyse a constitué le fondement de la politique antitrust nord-américaine jusqu'au milieu des années 1970. Autrement dit, durant la période 1890-1970, l'économie industrielle fondée sur les principes de l'école historique allemande apparaît comme étant au service d'une politique antitrust de plus en plus sévère et sophistiquée, qui s'estompe vers la fin des années 60, une époque à laquelle « de bons esprits réclamaient le démantèlement d'IBM, de General Motors et d'Exxon. Cette sévérité se relâche à partir du milieu des années 70 sous l'effet conjugué de plusieurs facteurs<sup>44</sup> :

- i) Les chocs pétroliers des années 1970 qui ont bouleversé l'économie mondiale. En ce qui concerne l'industrie électrique nord-américaine par exemple, Joskow (1989) souligne que les changements structurels et régulateurs doivent être vus comme une réponse aux bouleversements causés par « les chocs économiques qu'a expérimenté l'industrie pendant les quinze dernières années. »<sup>45</sup>

---

<sup>43</sup> Bain J., 1959, *Industrial Organization*, New York, Wiley & sons.

<sup>44</sup> Chevalier J-M. (1995), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Montchrestien, Paris, p10.

<sup>45</sup> Vers la fin des années 1970 le système (électrique nord-américain) semblait très proche du collapsus, traversé par des controverses. Joskow Paul, 1989, *Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the*

- ii) Le retour à une politique qui appelle à une diminution du rôle de l'Etat à tous les niveaux, promu notamment par l'école de Chicago.
- iii) Les besoins d'accroissement de la production et des échanges de l'économie nord-américaine au niveau international, pour ne pas gêner leurs mouvements stratégiques.
- iv) La complication des procès antitrust traduite par un allongement des procédures et une augmentation des coûts.

Le Hard Scott Rodino Act de 1976 et les Merger Guidelines de 1982-84 constituent un assouplissement des lois antitrust permettant une accélération de la concentration industrielle nord-américaine dans les années 80. De nouveaux outils théoriques, tels que le concept de coût de transaction introduit par Coase en 1937 approfondi et développé par Williamson, les théories de l'agence et des marchés contestables, ajoutés aux anciens outils renouvelés comme par exemple les économies d'échelle et d'envergure et prennent le pas sur les anciens fondés sur l'idée centrale du contrôle du monopole naturel lié aux défaillances du marché.

La nouvelle approche inspirée de l'école de Chicago devient dominante par rapport à celle de Harvard et va jouer un rôle prépondérant dans la redéfinition de la réglementation des monopoles naturels et la réduction au minimum de l'intervention étatique. Désormais, c'est à partir de la réflexion de ce nouveau cadre théorique que vont être remises en cause les formes organiques et réglementaires des industries de réseaux : d'abord au centre de l'économie mondiale, les Etats Unis et l'Europe, ensuite, dans de nombreux pays de la périphérie, générant des systèmes réglementaires variés à travers le temps dont les plus importants sont résumés dans les sections suivantes.

## **Section 2 La réglementation en information complète**

L'une des principales caractéristiques de l'économie néoclassique est d'avoir introduit l'outil mathématique dans certains domaines de la science économique classique<sup>46</sup>. Il en

---

Electrical Power Industry, dans *Economic Regulation*, Elgar Reference Collection, Cheltenham, UK, 2000, p476 et p498.

<sup>46</sup> Certaines notions d'Adam Smith ont été transformées en variables par Cournot, Walras et bien d'autres auteurs jusqu'à nos jours. Par exemple, c'est le phénomène selon lequel le marché est assimilé à une main invisible qui guide de façon intentionnelle l'intérêt individuel des consommateurs et des producteurs vers la satisfaction de l'intérêt général. « La propriété du marché à satisfaire l'intérêt général a été formalisée dans un cadre

découle des catégories d'analyse et des réglementations dans le but d'atteindre la concurrence pure et parfaite. Ainsi, le concept de marché de concurrence pure et parfaite impliquait une structure de marché particulière qui forçait les entreprises à produire au coût marginal, zéro profit économique mais un surplus social maximum (Médan, 2000).

Le constat fait par les empiristes révèle que les structures de marché n'étaient jamais réellement du type concurrentiel pur et que les entreprises pouvaient avoir des positions jugées dominantes et en abuser. Ces critiques ont donné naissance à la théorie des « défaillances de marché ».

Le marché de concurrence pure et parfaite est censé être un marché dans lequel le nombre d'acheteurs et de vendeurs est très grand, de sorte qu'aucun agent n'exerce d'influence sur le prix. Dans le modèle de concurrence parfaite, les entreprises (preneuses de prix ou *price-takers*) considèrent le prix de vente de leurs produits comme un paramètre donné par le marché, sous la condition que toute quantité produite puisse être vendue puisque dans l'équilibre de marché l'offre totale est égale à la demande totale.

Lorsque le prix parvient à s'établir, au moment où le coût marginal égalise le coût moyen tout en arrivant à un équilibre de marché, on est alors devant l'optimum de Pareto<sup>47</sup> ; à l'opposé, tout optimum de Pareto implique un marché de concurrence pure et parfaite (Lévêque, 1998).

Lorsque les conditions de concurrence pure et parfaite ne sont pas vérifiées ou que le marché de concurrence parfaite ne conduit pas à un optimum de Pareto, trois phénomènes économiques provoquent une situation de défaut de marché : l'externalité<sup>48</sup>, le monopole naturel et le bien collectif<sup>49</sup> (Arrow, 1970).

---

mathématique par l'économie du bien être. La vertu de la main invisible y prend la forme d'un théorème. » Lévêque François, 1998, Economie de la Réglementation, La Découverte, Paris, p7.

<sup>47</sup> Pour la théorie de l'échange marchand (théorie néoclassique) le système du marché détermine un équilibre unique et stable qui est « un optimum au sens de Pareto, c'est-à-dire une situation dans laquelle il est impossible d'améliorer le bien-être d'un individu sans détériorer celui d'un autre individu » Percebois Jacques, 1989, Economie de l'énergie, Economica, Paris, p173.

<sup>48</sup> Une externalité se produit lorsque la consommation d'un bien par un consommateur affecte directement le bien-être d'un autre consommateur ou lorsque la production d'une entreprise affecte d'autres agents économiques. Un consommateur qui accroît la taille d'un réseau téléphonique en se connectant à ce réseau exerce une externalité positive sur les autres consommateurs. Une entreprise qui pollue une rivière exerce une externalité négative sur les consommateurs et les entreprises. Tirole Jean, 1993, Théorie de l'organisation industrielle, Economica, Paris, p13.

<sup>49</sup> Un bien est collectif quand il possède la double propriété de non-excludabilité et non-rivalité. La non-excludabilité désigne l'impossibilité d'écarter qui que ce soit de l'utilisation d'un service, y compris les individus qui ne contribueraient pas à son financement ( c'est-à-dire les passagers clandestins). La non-rivalité

Le monopole est confronté seul à l'ensemble des demandes individuelles et en même temps la demande qui s'adresse à lui se confond avec la demande totale sur le marché. Lorsque le monopole maximise son profit, il tient compte de l'influence du prix qu'il pratique sur la demande qui lui est adressée. Contrairement à la situation de concurrence pure et parfaite, le monopole devient un faiseur de prix (*price maker*). « Cela va lui permettre d'extraire du surplus des consommateurs un surprofit. La contrepartie est une tarification sous-optimale au niveau social. La régulation a pour but de minimiser cet effet. »<sup>50</sup>

Le profit du monopole, noté  $\Pi$ , est égal à la différence entre la recette totale  $RT(y)$  et le coût total de production  $CT(y)$ <sup>51</sup>.

$$\text{On peut écrire donc : } \Pi(y) = RT(y) - CT(y) \quad (1)$$

$$\Pi(y) = p(y).y - CT(y)$$

Dans la condition de premier ordre, afin de maximiser le profit :

$$\frac{d\Pi}{dy} = 0 \Leftrightarrow \frac{dRT}{dy} - \frac{dCT}{dy} = 0 \Leftrightarrow \frac{d[p(y).y]}{dy} - \frac{dCT}{dy} = 0$$

$$\text{Ce qui fait que : } R_m = C_m \quad (2)$$

L'égalité de la recette marginale et du coût marginal est la condition de maximisation du profit de monopole. Autrement dit, lorsque la recette obtenue de la vente d'une unité supplémentaire est exactement égale au coût de production de cette unité, le profit du monopole est maximum.

En condition de concurrence pure et parfaite, la recette moyenne est égale à la fois à la recette marginale et au prix du marché. Par contre, dans le cas de monopole, la recette moyenne est différente de la recette marginale :

$$\text{La recette moyenne serait donc : } R_M = \frac{p(y).y}{y} = p(y), \text{ ce qui fait qu'elle serait}$$

confondue avec la fonction de demande inverse représentée par  $p(y)$ .

---

est la propriété qu'un bien puisse être consommé simultanément par plusieurs agents sans que la quantité consommée par l'un diminue les quantités encore disponibles pour les autres, c'est-à-dire que le coût marginal pour servir un consommateur supplémentaire est nul. Lévêque François, 1998, Economie de la Réglementation, La Découverte, Paris, p9.

<sup>50</sup> Perrot Anne, 1997, Réglementation et concurrence, Economica, Paris, p10.

Par ailleurs, la recette marginale est :  $R_m = \frac{d[p(y) \cdot y]}{dy} = \frac{dp(y)}{dy} \cdot y + p(y) \neq R_M$  (3)

étant donné que :  $\frac{dp(y)}{dy}$  est négatif,  $\therefore R_m < R_M$ . (4)

Comme le supplément de chiffre d'affaires apporté par une unité supplémentaire de production (recette marginale) est nécessairement inférieur au prix auquel étaient vendues les unités produites jusqu'alors (recette moyenne), la production et la vente d'une unité supplémentaire conduit le monopole à accepter une baisse de prix<sup>52</sup>.

Sur le point d'équilibre du monopole, le coût marginal pour une production donnée  $C_m(\hat{y})$ , égal à la recette marginale  $R_m(\hat{y})$ , est sûrement inférieur à la recette moyenne, celle-ci étant égale au prix unitaire  $p(\hat{y})$ . Autrement dit :

$$C_m(\hat{y}) = R_m(\hat{y}) = p(\hat{y}) + p'(\hat{y})\hat{y} < p(\hat{y})$$

Il est évident que le volume de production  $\hat{y}$  est inférieur à celui qui correspond au point d'égalité du prix et du coût marginal.

Dans le graphique n°2.3, le coût moyen est alors égal à la longueur du segment EB et le prix  $p(\hat{y})$  à EC. La marge unitaire entre coût moyen et prix,  $p(\hat{y}) - C_M(\hat{y})$  est égale à BC, la somme totale des coûts ABEO et le profit optimal sont représentés par la surface du rectangle ABCD, ce qui est égal aussi à HIFCD<sup>53</sup>.

La différence entre le prix et le coût marginal est égale à la longueur du segment FC.

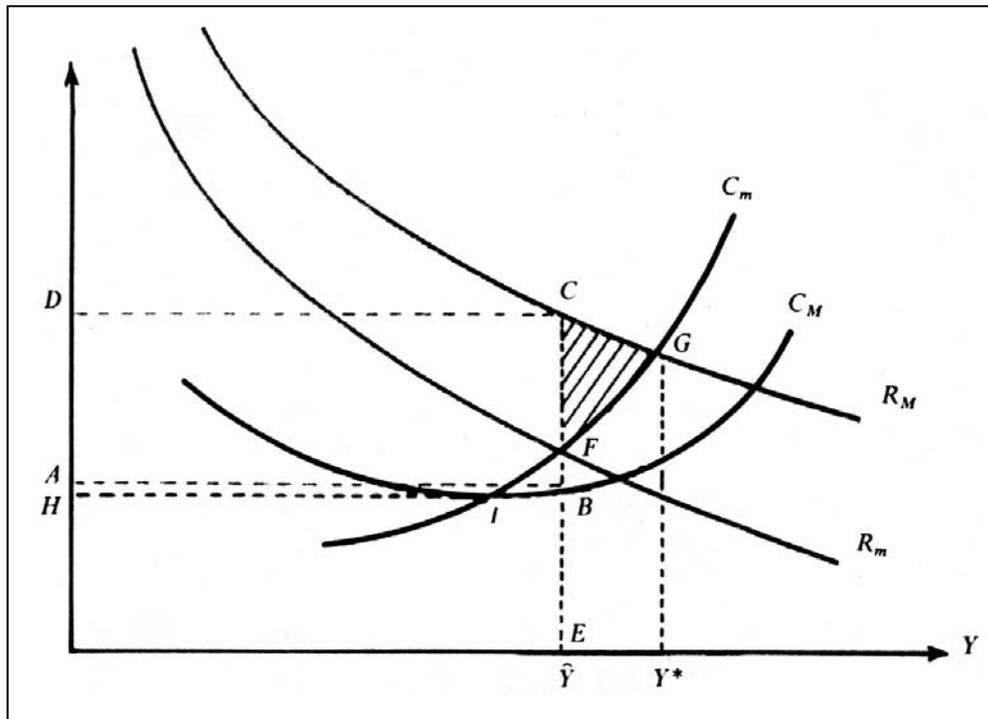
Dans le cas contraire d'un marché de concurrence pure et parfaite, l'équilibre est caractérisé par l'égalité du prix et du coût marginal pour toutes les entreprises qui participent au marché.

<sup>51</sup> A condition que le monopole soit considéré dans une position de concurrence pure et parfaite sur les marchés de ses facteurs de production, ce qui permet de définir sa fonction de coût total.

<sup>52</sup> Picard Pierre, 1994, *Eléments de micro-économie*, Montchrestien, Paris, p353.

<sup>53</sup> cette égalité graphique s'interprète intuitivement de la manière suivante : lorsque l'entreprise produit  $y$  unités vendues au prix  $p$ , elle réalise un profit égal à la surface du rectangle HIJD, du au fait que cette surface est égale au produit de la quantité HI par la marge de prix unitaire IJ. Alors que le profit supplémentaire apporté à l'entreprise par chaque unité additionnelle est égal à la différence entre le prix et le coût marginal à long terme. La variation du profit total lorsque la production passe de  $y$  à  $\hat{y}$  est donc égale à la surface IFCJ. Le profit total lorsque l'entreprise produit  $y$  est donc égale à la surface HIFCD.

Graphique n°2.3 : L'équilibre du monopole



Source : Picard, 1994, p353.

Une tarification de monopole privé supérieure au coût marginal conduit donc à une perte d'efficacité sociale. Cependant, la politique tarifaire au coût marginal n'est pas tout à fait applicable. Elle n'assure pas toujours au monopole un profit positif, ce qui a incité à développer l'alternative de la tarification de second rang.

## 2.1 La tarification de second rang

La non couverture éventuelle du coût total de la firme constitue l'un des problèmes générés par la tarification au coût marginal.

Par ailleurs, dans les cas des monopoles naturels monoproduit, les rendements d'échelle croissants comportent un coût moyen à long terme décroissant. Ceci se traduit par une production avec des économies d'échelle et un coût marginal toujours inférieur au coût moyen.

Dans ces conditions, si la tarification optimale égalise le prix et le coût marginal, elle conduit inéluctablement à un déficit du monopole.

Ce problème est résolu soit par des subventions destinées à résoudre le déficit d'un monopole naturel soit par des transferts forfaitaires des consommateurs. Il s'agit d'une redistribution du surplus social selon des principes d'équité choisis par le planificateur.

Cependant, plusieurs critiques ont été adressées à cette politique. D'abord, certaines dénoncent la gestion peu rigoureuse du monopole subventionné. Ensuite, d'autres considèrent que le coût excessif des transferts est mal perçu par le consommateur et que ces transferts génèrent des distorsions à l'égard de l'optimum de Pareto. Enfin, d'autres critiques soulignent que le financement par prélèvement fiscal aboutit à des conséquences dommageables par rapport à l'équité sociale et entraîne le comportement des ménages dans un sens non souhaitable (lorsqu'on modifie des taux de taxes indirectes).

Le financement des coûts de production, par des recettes au moins équivalentes, devient alors une contrainte d'équilibre budgétaire qu'il faut respecter. C'est celui qui doit être pris en compte pour définir une politique tarifaire.

La tarification de second rang est considérée comme la solution aux problèmes qui découlent de la tarification au coût marginal. Elle cherche à maximiser le surplus collectif sous la contrainte de l'équilibre budgétaire du monopole.

Afin d'éclaircir cette situation, nous traitons d'abord le cas d'un monopole public producteur d'un bien unique en quantité  $y$ , dont la fonction de coût s'écrit :

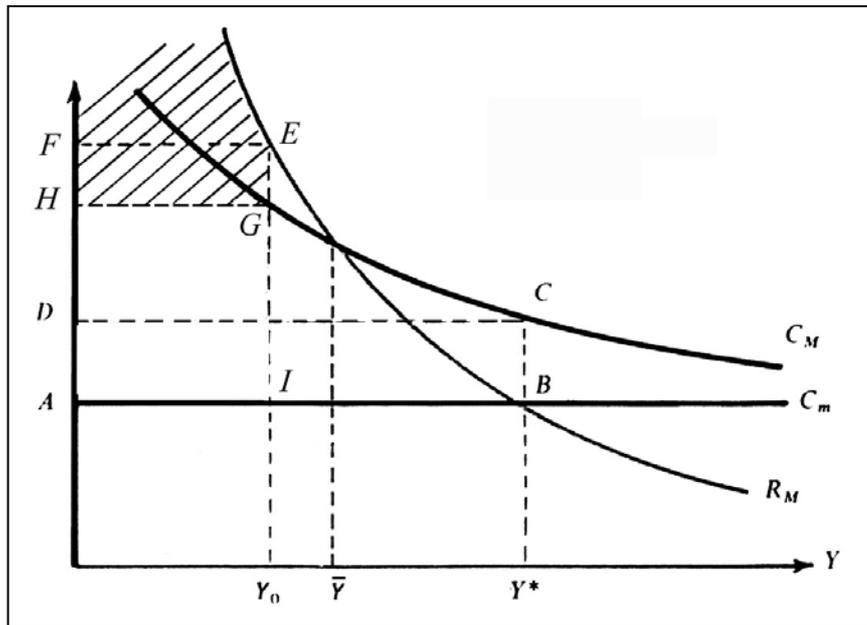
$$CT(y) = CF + cy .$$

Le coût de production se présente ici comme la somme des coûts fixes et des coûts variables, sachant que les coûts fixes  $CF$  sont liés aux équipements indivisibles dont le volume est indépendant de la quantité produite et que les coûts variables  $cy$  ont un coût marginal  $c$  constant et toujours inférieur au coût moyen :  $c + CF/y$ .

Lorsque  $p(y)$  désigne la fonction de demande inverse, la tarification du premier rang en  $y^*$  représente le coût marginal :  $p(y^*) = c$ , ce qui comporte un déficit égal aux coûts fixes  $CF$  équivalent à la surface du rectangle ABCD dans le graphique n°2.4.

Quand la firme produit à un tarif unitaire égal au coût moyen, les recettes sont égales au coût de production, soit :  $p(\bar{y}) = c + CF/\bar{y}$ .

**Graphique n°2.4 : La tarification au coût marginal et rendements d'échelle croissants**



Source : Picard, 1994, p369.

Dans le cas d'une production  $y_0$  vendue au prix  $p(y_0)$ , la différence avec le coût variable est égale à :  $[p(y_0) - c]y_0$ , ce qui équivaut à la surface du rectangle AIEF. En déduisant le coût fixe du dernier montant, on obtient le profit total (AIGH) qui est égal à la surface HGEF. Dès lors, le surplus collectif est égal à la surface hachurée et il est maximum lorsque  $y_0 = y^*$ , sur la base du principe de tarification au coût marginal.

Cependant, la contrainte d'équilibre budgétaire interdit de dépasser le niveau de production  $\bar{y}$ .

Dans ces conditions, c'est la production  $\bar{y}$  qui apparaît comme une solution de moindre mal au moment où le surplus collectif atteint son maximum tout en conservant l'équilibre budgétaire du monopole.

Le surplus social étant conçu comme la somme du surplus du consommateur et le profit du monopole :

$$W(p_1, \dots, p_n) = S(p_1, \dots, p_n) + \Pi(p_1, \dots, p_n), \quad (5)$$

la somme des surplus des consommateurs  $S$  s'écrit donc :

$$S(p_1, \dots, p_n) = \sum_{h=1}^n \left[ \int_0^{y_h} p_h(q) dq - p_h(y_h) \cdot y_h \right] \quad (6)$$

le profit du monopole se définit comme la différence entre la somme des recettes réalisées sur chacun des marchés et le coût total. Celui-ci est considéré comme le coût d'un multiproduit, soit :  $CT = CT(y_1, \dots, y_n)$  :

$$\Pi(p_1, \dots, p_n) = \sum_{h=1}^n p_h(y_h) \cdot y_h - CT(y_1, \dots, y_n). \quad (7)$$

Ce surplus social sera alors la somme de (6) et (7) :

$$W(p_1, \dots, p_n) = \sum_{h=1}^n \int_0^{y_h} p_h(q) dq - CT(y_1, \dots, y_n) \quad (8)$$

Dans la dernière égalité (8),  $W$  apparaît comme une fonction de  $n$  variables :  $y_1, y_2, \dots, y_n$ . La maximisation du bien-être collectif conduit aux conditions d'optimalité du premier ordre, vérifiées à l'optimum  $(y_1^*, y_2^*, \dots, y_n^*)$ , si la condition de second ordre est vérifiée.

$$\therefore \frac{\partial W}{\partial y_h}(y_1^*, y_2^*, \dots, y_n^*) = 0 \Rightarrow \text{pour } h = 1, \dots, n$$

ce qui nous conduit à l'équation : 
$$p_h(y_h^*) = \frac{\partial CT}{\partial y_h}(y_1^*, \dots, y_n^*) \Rightarrow h = 1, \dots, n$$

(9)

En sachant que le terme de droite de (9) représente le coût marginal du bien  $h$  et celui de gauche le prix, on parvient à la conclusion que la tarification au coût marginal pour chaque bien minimise le bien-être social, ou surplus social. En termes généraux, ces conditions définissent la règle de tarification optimale du monopole dite de premier rang : pour chacun des biens produits, le prix est égal au coût marginal de production.

Dans le cas d'un monopole multiproduit, l'optimum de second rang est un peu plus compliqué à préciser. Pour y parvenir, on reprend les équations (7) et (8), correspondantes au profit  $\Pi$  et au surplus collectif  $W$ .

Notre démarche consiste à chercher l'optimum de second rang  $(\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_n)$  qui maximise le surplus collectif  $W$ , en respectant la contrainte d'équilibre budgétaire  $\Pi = 0$  dont le Lagrangien peut être exprimé de la manière suivante :  $L = W + \lambda \Pi$ ,

et les conditions d'optimalité sont :

$$\frac{\partial L}{\partial y_h}(\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_n) = 0 \Rightarrow h = 1, 2, \dots, n$$

Autrement dit :

$$p_h(\bar{y}_h) - \frac{\partial CT}{\partial y_h}(\bar{y}_1, \dots, \bar{y}_n) + \lambda \left[ p_h'(\bar{y}_h) \bar{y}_h + p_h(\bar{y}_h) - \frac{\partial CT}{\partial y_h}(\bar{y}_1, \dots, \bar{y}_n) \right] = 0.$$

On peut donc conclure que :

$$\frac{p_h(\bar{y}_h) - \frac{\partial CT}{\partial y_h}(\bar{y}_1, \dots, \bar{y}_n)}{p_h(\bar{y}_h)} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{p_h'(\bar{y}_h) \bar{y}_h}{p_h(\bar{y}_h)}, \quad \text{pour } h = 1, 2, \dots, n \quad (10)$$

Si d'une part, on représente le coût marginal du bien  $h$  évalué à l'optimum de second rang  $(\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_n)$  comme :

$$\bar{C}_{mh} = \frac{\partial CT}{\partial y_h}(\bar{y}_1, \dots, \bar{y}_n),$$

et d'autre part l'élasticité-prix directe de la demande de bien  $h$  :  $E_h^d = \frac{p_h(\bar{y}_h)}{p_h'(\bar{y}_h) \bar{y}_h}$ ,

l'égalité (10) peut être exprimée finalement de cette façon :

$$\frac{p_h(\bar{y}_h) - \bar{C}_{mh}}{p_h(\bar{y}_h)} = -\frac{\lambda}{(1 + \lambda)E_h^d} \Rightarrow h = 1 \dots n \quad (11)$$

L'équation (11) démontre qu'à l'optimum de second rang, pour chaque bien produit par le monopole, les écarts relatifs entre prix et coût marginaux sont inversement proportionnels aux élasticités-prix de la demande.

Cette règle dite de Ramsey-Boiteux, précise la propriété caractérisant les décisions optimales d'un monopole censées maximiser son profit. Elle édicte que le monopole doit fixer des écarts entre prix et coût marginaux d'autant plus grands que la demande est peu élastique, lorsqu'il est tenu à la fois d'entretenir une contrainte d'équilibre budgétaire et de maximiser le surplus collectif ou l'intérêt général. Si bien que l'ampleur des écarts entre prix et coûts marginaux doit être choisie pour que les recettes égalisent le coût de production, ce qui correspond à une valeur déterminée du paramètre  $\lambda$ .

Ainsi le prix choisi par le planificateur est supérieur au coût marginal, puisque sa valeur est dépendante du coût de transfert des fonds publics et de l'élasticité de la demande. Dans le

cas où  $\lambda = 0$ , le transfert des fonds publics n'est pas coûteux, ce qui entraîne une tarification au coût marginal ou de premier ordre. Dans ce cas, la subvention accordée au monopole couvre complètement ses coûts fixes.

Le planificateur devrait choisir entre réduire le coût des transferts, en augmentant le prix du bien de sorte que celui-ci puisse maintenir l'équilibre budgétaire du monopole ou abaisser le prix du bien afin d'améliorer l'efficacité de la tarification.

## **2.2 La réglementation par un taux de rentabilité**

Le profit, en tant que contrainte budgétaire, est déterminé de façon extérieure par le système de tarification à la Ramsey-Boiteux. Ainsi, il est normal qu'une firme demande régulièrement à l'organisme réglementaire des révisions de son profit, notamment durant les périodes d'inflation élevée.

Une solution à cette problématique consiste à limiter les profits en fixant un taux de rendement garanti maximal des capitaux investis. Le profit et le stock de capital constituent les deux variables de la réglementation par taux de rendement, qui a été utilisée aux Etats-Unis notamment pour les monopoles privés, bien qu'elle s'applique également dans le secteur public.

### **2.2.1 Mécanismes de régulation exogène : le modèle Averch-Johnson**

Créé par Averch et Johnson, le modèle est formulé pour contrôler le profit que peut faire une entreprise à travers un mécanisme qui fixe le taux de rendement à partir de leurs fonds propres. Le modèle d'Averch-Johnson met en évidence l'effet produit par l'excès d'investissement lié à la réglementation du taux de rendement<sup>54</sup>. Le modèle est donc formulé pour un monopole qui choisit un capital  $k$ , les unités de travail  $L$  et une production  $q$ , dans une fonction de production :  $q = f(k, L, \theta)$ , qui associe le paramètre technologique  $\theta$  dont la firme est informée mais pas le régulateur.

---

<sup>54</sup> Carlton W. Dennis et Perloff J. (1998), Economie industrielle, traduction de la 2<sup>e</sup> édition américaine par Fabrice Mazerole, Ouvertures Economiques, Paris, p1011.

Le profit de la firme s'écrit :

$$\pi = R(q) - wL - rk, \quad (12)$$

où  $R(q)$  est la fonction de recette totale,  $w$  le taux de salaire et  $r$  le coût d'usage du capital. La recette totale est donnée par :  $R(q) = P(q)q$ , où  $P(q)$  représente la fonction inverse de demande, le profit est donc :

$$\pi = P(q)q - wL - rk \quad (13)$$

La régulation, représentée par le modèle Averch-Johnson, est égale à un taux de rendement déterminé  $s$ , qui est appliqué au capital, de manière à restreindre le profit du monopole de la forme suivante :

$$\pi = P(q)q - wL - rk \leq (s - r)k, \quad (14)$$

où le terme de droite de (14) représente l'excès de rendement ( $s > r$ ) permis par le régulateur à la firme, afin qu'elle puisse accéder aux marchés de capitaux<sup>55</sup>.

Les incitations créées par le modèle d'Averch-Johnson sont évidentes selon (14), puisque le prix et les facteurs d'input sont délégués à la firme pour qu'elle maximise son profit. Ainsi, elle choisit le capital déterminé pour atteindre le profit permis.

Afin de déterminer le facteur optimal d'inputs, il convient de réécrire la fonction de profit en termes de facteurs du salaire :  $L(q, k, \theta)$ , définie par :  $q \equiv f(k, L(q, k, \theta), \theta)$ .

Dans ces conditions, la fonction de Lagrangien pour maximiser  $\pi$  en (12) et sous la contrainte en (14), peut être écrite :

$$\Lambda = P(q)q - wL(q, k, \theta) - rk + \lambda[(s - r)k - (P(q)q - wL(q, k, \theta) - rk)],$$

dont la condition de premier ordre pour  $k$  est :

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial k} = -(1 + \lambda)(wL_k + r) + \lambda(s - r) = 0, \quad (15)$$

Le multiplicateur de Lagrange  $\lambda$  est positif lorsque  $s$  est inférieur au taux de rendement

---

<sup>55</sup> Il est clair que le régulateur est capable de contrôler aussi bien le cash-flow que le capital de la firme. Baron David, 1990, Design of Regulatory Mechanisms and Institutions, dans Handbook of Industrial Organization, Volume II, Elsevier Science Publishers B.V., New York, p1353.

du monopole sans contrainte, donc :

$$L_k = \frac{\partial L}{\partial k} = -\frac{r}{w} + \frac{\lambda(s-r)}{1+\lambda} > -\frac{r}{w} \quad (16)$$

### 2.2.2 Limites du modèle d'Averch-Johnson

La condition de premier ordre montre donc que la firme emploie plus de capital par rapport au travail nécessaire, étant donné une quantité optimale du produit. Cela signifie aussi bien une inefficacité allocative que technologique, car la production inefficace entraînerait finalement un prix plus élevé. Ces inefficacités sont le résultat de l'incapacité de l'instance de régulation à contrôler le profit et le capital de la firme. De ce fait, l'autorité de régulation ne parvient pas à restreindre les profits du fait de cette asymétrie informationnelle<sup>56</sup>.

Dès lors  $[\pi = P(q)q - wL - rk \leq (s - r)k]$  est la contrainte de profit dans cette forme de réglementation, elle est définie en fonction de la différence entre le taux de rentabilité accordé par le régulateur  $s$  et le taux d'intérêt au prix du capital  $r$ . Ainsi, pour les entreprises publiques, l'obligation d'un taux de rendement est considérée comme une contrainte dans le processus de maximisation du bien-être collectif. En l'occurrence, afin de maximiser le bien être collectif, l'entreprise doit prendre une stratégie de profit bas, en utilisant une quantité de capital réduite, pour atteindre un prix bas (effet de sous-capitalisation).

En revanche, dans le cas d'une firme privée, la réglementation par taux de rentabilité implique la maximisation de son profit dans les conditions que le régulateur impose à la firme, c'est-à-dire un profit maximum permis et une liberté de la firme pour fixer les prix et les facteurs de production.

Autrement dit, dans l'optimum de premier rang, la condition classique d'allocation optimale des ressources est la suivante :  $L_k = \partial L / \partial k = -r/w$  ; le taux marginal de transformation du travail en capital et, en conséquence, le prix relatif du capital par rapport au travail sont moins élevés pour la firme réglementée que pour une firme sur un marché

concurrentiel, cela conduit la première à utiliser davantage de capital que la seconde. C'est l'effet de surcapitalisation du modèle d'Averch-Johnson<sup>57</sup>.

Il est possible de trouver dans le modèle d'Averch-Johnson deux interprétations : dans la première, le régulateur et la firme ont une information symétrique à l'égard de la demande et du coût et le régulateur agit naïvement lorsqu'il régule le profit en contrôlant le taux de rendement ; dans la deuxième, l'information est asymétrique, le régulateur a une capacité limitée pour contrôler les activités de la firme. C'est, par exemple, le cas où le régulateur n'exerce aucun contrôle sur l'adoption de technologies de production alternatives (soit le paramètre  $\theta$  dans la fonction de production) et permet à la firme un taux de rendement du capital plus élevé que le coût du capital sur le marché afin d'assurer un accès au marché financier<sup>58</sup>.

### 2.2.3 Une alternative du régulateur

Le régulateur peut proposer une réglementation tarifaire normative. Lorsque le régulateur connaît bien les prix des inputs, les technologies convenables qui vont avec et qu'il possède l'autorité nécessaire pour réguler le prix, il peut induire une combinaison efficace des inputs avec le prix optimal correspondant. C'est-à-dire si  $L^*(q, \theta)$  et  $k^*(q, \theta)$  représentent les inputs efficaces, étant donné une quantité  $q$  et le paramètre  $\theta$ , le problème pour le régulateur est :

$$\max_q q, \text{ sous la contrainte : } \pi^*(q) \equiv P(q)q - wL^*(q, \theta) - rk^*(q, \theta) = 0. \quad (17)$$

Ainsi, la solution  $q^*$  est la quantité qui maximise le bien-être sous la contrainte  $\pi^*(q) = 0$ . En d'autres termes, si le régulateur a l'autorité pour réguler les prix, pourquoi le régulateur ne pratique-t-il pas une réglementation plus sophistiquée ?

<sup>56</sup> Baron David, 1990, Design of Regulatory Mechanisms and Institutions, dans Handbook of Industrial Organization, Volume II, Elsevier Science Publishers B.V., New York, p1354.

<sup>57</sup> Averch H. et Johnson L.L., 1962, «Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, dans American Economic Review, vol 52, p1053-1063.

<sup>58</sup> Si le taux accordé est inférieur à l'intérêt du marché, aucun investissement ne se produira. En outre, le taux de rendement excessif conduit le monopole à adopter en forme inefficace une technologie intensive en capital. Une analyse détaillée des implications du modèle d'Averch-Johnson se trouve dans Baumol W.J. et Klevorich A.K., 1970, Input choices and rate of return regulation : An Overview of the discussion, Bell Journal of Economics, vol1, N°2, p162-190. En ce qui concerne l'industrie électrique et l'effet d'Averch-Johnson, voir Courville L. ,

A la lumière de cette question, Baron et Taggart (1980)<sup>59</sup> avancent deux interprétations du modèle d'Averch-Johnson. Selon la première, le régulateur réglemente naïvement et contrôle le prix comme une fonction de coût de la firme. Le prix peut être vu comme une fonction  $p(k)$ , choisie afin de générer une recette suffisante pour couvrir les coûts. Dans ce cas-là,  $p(k)$  est défini par :

$$p(k)Q(p(k)) \equiv wL(Q(p(k)), k, \theta) + s\theta,$$

où  $Q(\cdot)$  représente la fonction de la demande. La firme maximise donc son profit par rapport à  $k$  sous la contrainte :

$$p(k)Q(p(k)) - wL(Q(p(k)), k, \theta) - sk \geq 0,$$

et cela est possible à condition que  $p(k)$  ait une valeur assurant un taux de rendement convenable. Bref, Baron et Taggart montrent que cette régulation naïve doit être conçue comme un cas général du modèle d'Averch-Johnson, c'est-à-dire en régulant le profit par le biais du contrôle du taux de rendement. Il n'existe pas de régulation sophistiquée alors.

La deuxième interprétation, apparemment plus convaincante, est que le régulateur agit d'une façon sophistiquée en régulant un prix  $p^s$ , en prenant en compte la réponse de la firme à ce prix.

Si pour un prix quelconque  $p^s$ , la firme choisit les inputs efficaces  $L^*(Q(p^s), \theta)$  et  $k^*(Q(p^s), \theta)$ , le régulateur atteint l'efficacité du second rang tout en choisissant le prix le plus bas  $p^s$  tel que la recette totale couvre les coûts totaux ou  $p^s = P(q^*)$ . Si l'efficacité du second rang n'est pas atteinte, c'est à cause d'une information incomplète, d'une observation limitée ou des restrictions apportées à l'autorité. Bref, dans la deuxième interprétation le régulateur est obligé de se comporter à l'Averch-Johnson en raison de l'asymétrie d'information supportée par le régulateur à l'égard de l'action de la firme.

Cependant, l'asymétrie d'information est variable et relative, de sorte que le régulateur peut posséder certaines informations au détriment d'autres. Par conséquent il peut pratiquer une régulation plus sophistiquée que celle décrite dans le modèle simple d'Averch-Johnson,

---

1974, Regulation and efficiency in the electric utility industry, Bell Journal of Economics, vol5, N°1, p53-74, et aussi Greenwald (1984).

<sup>59</sup> Baron, D.P. et Taggart, Jr, R.A., 1980, Regulatory pricing policies and economic incentives, dans : M.A. Crew, Issues in public utility pricing regulation, Lexington : Lexington Books, 27-49.

même si le principe est le *cost plus* et si la forme de base est la réglementation par le taux de rendement.

Les pratiques actuelles de la réglementation par le taux de rendement ou d'autres pratiques du type *cost plus* sont habituellement accompagnées de mécanismes d'incitation divers. Ainsi, une panoplie de mesures telles que la qualité de service, la concession de franchise, l'autorisation de concession de centrales dans des conditions spéciales, l'autorisation de construction d'une centrale, l'accès au réseau d'une centrale, bref, un ensemble de mesures non tarifaires qui conditionnent le comportement de l'entreprise concernée peuvent être ajoutées aux mesures concernant la fixation des prix.

Bien que l'effet d'Averch-Johnson constitue une expérience douloureuse pour certains pays<sup>60</sup>, il représente toutefois toujours le point de départ des recherches sur les conditions dans lesquelles la réglementation par le taux de rendement est un instrument adéquat pour la réglementation, en résolvant la question de l'asymétrie d'information.

### **Section 3 La réglementation en information asymétrique**

Les réglementations évoquées dans la section antérieure sont basées sur la condition que le régulateur connaît parfaitement les coûts de la firme. Cela constitue évidemment une hypothèse très forte car une administration éprouve souvent les plus grandes difficultés à fixer le prix dans la mesure où elle connaît rarement avec précision les coûts de l'entreprise ou la courbe de demande. En l'occurrence, la question sous-jacente à ce phénomène est la suivante : comment réguler un monopole dont les coûts sont inconnus du régulateur ? Cette problématique a des racines plus profondes et anciennes qui ont remis en question la théorie de l'équilibre général toute entière.

Selon Salanié (1994), bien que la théorie de l'équilibre général soit l'une des plus belles constructions intellectuelles de l'histoire de la pensée économique, ses limites « en tant qu'instrument descriptif sont toutefois apparues assez rapidement ». Plusieurs défauts peuvent être avancés : une description « très pauvre » des interactions stratégiques entre agents dans

---

<sup>60</sup> La réglementation de type purement *cost plus* a tendance à inciter à des comportements pervers de la part de l'entreprise réglementée et engendre une production inefficace.

laquelle ils n'interagissent que par l'intermédiaire du système de prix, « sur lequel ils n'ont aucune influence »<sup>61</sup>.

Dans cette théorie, l'organisation des institutions qui régissent les relations économiques n'apparaît guère notamment en ce qui concerne les entreprises. Celles-ci sont réduites à un ensemble de production où toutes les interactions sont médiatisées par le système de prix. Ainsi, dans l'équilibre de longue période du modèle de concurrence parfaite les coûts sont identiques, les profits nuls et le prix égal soit au coût moyen soit au coût marginal. Dès lors, la firme apparaît comme une « boîte noire sans épaisseur » qui « en combinant de façon optimale des facteurs de production, contribue à la réalisation de l'équilibre »<sup>62</sup>. En fait la polémique sur ce sujet remonte au dernier quart du 19<sup>ème</sup> siècle. C'est la thèse marshalienne qui oppose la théorie de l'équilibre partiel à celle de l'équilibre général (dite pure à l'époque), développée par de nombreux auteurs au premier rang desquels se trouvait Walras (1871)<sup>63</sup>.

Enfin, la prise en compte des aspects stratégiques relatifs aux asymétries d'information impliquait le recours à des outils extérieurs à la théorie pure, devenue insuffisante. Il convient donc de s'éloigner et de dépasser les modèles d'équilibre général, pour accéder à des modèles tenant compte de la complexité des comportements stratégiques des agents. Si bien que ce que l'on a appelé la théorie de l'information ou la théorie des contrats et des incitations, tirée de la théorie des jeux, est parvenue à se constituer en un nouvel outil d'exploration de ce nouveau domaine. Un certain nombre de caractéristiques se trouvent à la base de ces modèles :

- i) Equilibre partiel. Les modèles isolent les marchés du reste de l'économie.
- ii) Information privée. Les interactions se réalisent avec un petit nombre d'agents, dont un qui possède une information privée.

---

<sup>61</sup> Salanié Bernard, 1994, Théorie des contrats, Economica, Paris, p3.

<sup>62</sup> Chevalier J-M. (1995), L'économie industrielle des stratégies d'entreprises, Montchrestien, Paris, p16.

<sup>63</sup> Le désaccord sur la « théorie pure » est clairement exprimé par Marshall dans une lettre à Hewins, directeur de la London School of Economics : « Dés 1873 (je pense que c'était cette année) Walras me pressa de publier quelque chose dans ce domaine, et je refusais avec force. Le fait est que je suis le bonhomme un peu borné qui conçoit l'Economie Politique comme un tout organique, et ait aussi peu de respect pour la théorie pure (autrement que comme une branche des mathématiques ou comme science des nombres) que pour cette collection des faits mal digérés interprétée sans l'aide d'une puissance d'analyse, qui, parfois, se déclare être une partie de l'histoire économique...La théorie statique de l'équilibre ne constitue qu'une introduction aux études économiques, et elle est même à peine une introduction à l'étude du progrès et du développement des industries

- iii) Cadre contractuel. Ils résument les propriétés du cadre institutionnel prévalant à travers un contrat.
- iv) Théorie des jeux. Usage intensif de la théorie des jeux en information asymétrique, sous le paradigme Principal-Agent.

Trois grandes familles de modèles ont été constituées selon la problématique développée par cette théorie, dans une relation qui oppose deux acteurs économiques liés par un contrat, une des parties dite « principal » est moins bien informée que l'autre, dite « l'agent. »

Dans cette asymétrie informationnelle, le principal met au point un mécanisme d'incitations qui stimule l'agent à lui révéler l'information qu'il retient.

Quand l'initiative du contrat appartient à la partie non informée, le problème contractuel est qualifié de *sélection adverse ou d'autosélection*. En revanche, si dans ce même cadre, la partie informée joue la première, on est devant un *modèle de signaux*. Enfin, lorsque la partie non informée ne connaît qu'imparfaitement les conditions de la partie informée, le problème est appelé *aléa moral*.

### 3.1 Les modèles d'autosélection

A la suite de Baron-Myerson (1982)<sup>64</sup>, tout un courant de littérature étudie la nature des inefficacités lorsqu'il s'agit d'une information cachée. Des méthodes diverses pour inciter les firmes à divulguer les informations nécessaires à l'évaluation de leurs coûts de production sont définies par le biais d'un mécanisme  $\{p(\theta), t(\theta)\}$ . Au sein de ce mécanisme, le prix et les transferts sont désignés comme des fonctions du report de la firme. Cette désignation est conditionnée, d'une part, par la maximisation sous contraintes de profit non-négatif et, d'autre part, par l'absence d'incitations lorsque la firme reporte mal ses coûts.

En fait, le point de départ de Baron-Myerson sont les propositions de Dupuit (1844)<sup>65</sup>, (considéré comme le premier à définir une réglementation d'une œuvre publique) et Hotelling

---

qui montrent une tendance au rendement croissant. » Gerbier Bernard, 2000, Alfred Marshall et l'économie politique comme science sociale, Colloque Ceregrmia-Acegepe, L'économie science de la société, Martinique, p5.

<sup>64</sup> Baron P. David et Myerson B. Roger, 1982, Regulating a Monopolist with Unknown Costs, dans *Economic Regulation*, edited by Paul Joskow, Edward Elgar Publishing Inc, Massachusetts, 2000.

<sup>65</sup> Dupuit Jules, 1844, De la mesure de l'utilité des travaux publics, *Annales des Ponts et Chaussées*, 2è serie, vol. 8.

(1938)<sup>66</sup>. Néanmoins, Dupuit est parvenu à ses conclusions sur la base de trois conditions : d'abord le régulateur a une information complète sur les coûts de construction du pont, les coûts ne sont pas fonction des actions prises durant la construction ou opération du pont et, enfin, les coûts restent toujours invariables.

### 3.1.1 Les caractéristiques du modèle de Baron-Myerson

Notre point de départ considère que la productivité de la firme régulée  $\theta$ <sup>67</sup>,  $\theta \in \Theta \subset \mathfrak{R}$ <sup>68</sup>, peut prendre deux valeurs : soit elle est peu productive ( $\theta = \underline{\theta}$ ) avec une probabilité  $\sigma$  soit elle est productive ( $\theta = \bar{\theta} > \underline{\theta}$ ) avec une probabilité  $(1 - \sigma)$ . Le régulateur pour sa part possède des croyances à l'égard du paramètre  $\theta$ . Ces croyances s'expriment d'un coté par une distribution de probabilité subjective de densité  $f(\theta)$ , définie sur le domaine  $\Theta$  des types envisageables et qui est une fonction continue en  $\theta$  et positive à l'intérieur de l'intervalle  $(\underline{\theta}, \bar{\theta})$  et d'un autre coté, par une fonction de répartition  $F(\theta)$ .

Le modèle de Baron Myerson considère un monopole ayant une fonction de coût sous la forme :  $C(q, \theta) = \theta q + k$ , où  $C$  est le coût total,  $q$  le niveau de production,  $\theta$  le coût marginal et  $k$  le coût fixe. Il s'agit d'un modèle dont la structure des coûts n'est pas connue par le régulateur. De plus, sa fonction est croissante et convexe de  $q$ , et le coût marginal et le coût sont tous deux décroissants en  $\theta$ . Dès lors, on peut écrire :

$$\frac{\partial C}{\partial y} > 0; \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \geq 0; \frac{\partial C}{\partial \theta} < 0; \frac{\partial^2 C}{\partial y \partial \theta} < 0$$

Le régulateur dispose d'une autorité de contrôle sur la firme en imposant une structure de prix non linéaires, supposée binôme, dont les composantes sont le prix unitaire  $p$  et les

---

<sup>66</sup> Hotelling, H, 1938, The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates, *Econometrica*, p242-69.

<sup>67</sup>  $\theta$  est le plus souvent référé dans la littérature comme le « type » de la firme.

<sup>68</sup>  $\theta$  sera d'autant plus élevé que le coût marginal et le coût moyen de la firme le seront. Bezzina Jérôme, 1998, *Equité, tarification, réglementation : analyse des politiques de cost allocation d'une industrie électrique de service public*, Thèse pour le doctorat, Université de Montpellier, Montpellier, p632.

charges fixes  $T$  sous la forme de transferts. Ceux-ci sont considérés positifs s'ils se réalisent des consommateurs vers la firme et négatifs dans le cas contraire.

Lorsque le régulateur agit en premier, il dispose d'une panoplie de mécanismes lui permettant de proposer à la firme un binôme de politique  $(p, T)$ , tout en imaginant une proposition qui pousse l'entreprise vers une politique efficace. Ensuite, la firme en sélectionne un selon son type et sa convenance. On dit que le régulateur agit donc en leader Stackelberg. Enfin, c'est l'équilibre de ce jeu qui détermine la politique réglementaire. L'étude de ce jeu, qui découle sur une politique réglementaire, a été développée grâce à l'approche de révélation.

### 3.1.1.1 L'approche du principe de révélation

On peut avancer une définition du principe de révélation dans ces termes : pour tout mécanisme  $M^+ = \{(p^+(\hat{\theta}), T^+(\hat{\theta})), \hat{\theta} \in \Theta\}$  tel que la réponse optimale de la firme soit  $\hat{\theta}^+(\theta)$ , il existe un autre mécanisme  $M = \{(p(\theta), T(\theta)), \theta \in \Theta\}$  induisant une réponse  $\hat{\theta}(\theta) = \theta, \forall \theta \in \Theta$  qui soit en termes de fonction objectif au moins aussi bon que le mécanisme  $M^+$ . Dans ces conditions alors, un équilibre de jeu est déterminé. En d'autres termes, d'après le principe de révélation, le régulateur réduit son attention aux mécanismes pour lesquels la firme n'a pas d'incitations à mal révéler ses coûts (ou lorsque le report du monopole est correct). De tels mécanismes sont dits incitatifs.

En outre, si l'allocation  $t(\theta)$  est mise en œuvre par un mécanisme quelconque, on peut aussi la mettre en œuvre par un mécanisme direct de révélateur où l'agent révèle son information  $\theta$  (Salanie, 1994). Pour cela, le régulateur doit d'abord déterminer les mécanismes réalisables et, ensuite, résoudre son programme en déterminant le mécanisme optimal.

Un mécanisme est censé être réalisable s'il est incitatif dans le sens où il induit le monopole à révéler ses vrais coûts. La firme pour sa part, lorsqu'elle choisit un report  $\hat{\theta}$  au lieu de  $\theta$ , a une fonction de réponse  $\hat{\theta}(\theta) = \theta$  et un profit  $\pi(\hat{\theta}; \theta)$ , en sachant que son profit véritable est  $\pi(\theta; \theta)$  qui est au moins aussi important que  $\pi(\hat{\theta}; \theta)$ .

Les conditions, sous la forme de contraintes, que doivent satisfaire les mécanismes réalisables sont :

Une contrainte dite *incitative* qui peut être exprimée sous la forme de:

$$\pi(\theta) \equiv \pi(\theta; \theta) \geq \pi(\hat{\theta}; \theta) \quad \forall \theta, \hat{\theta} \in (\underline{\theta}, \bar{\theta}), \text{ et d'autre part,} \quad (18)$$

Une contrainte dite de rationalité individuelle :

$$\pi(\theta) \geq 0 \quad \forall \theta \in (\underline{\theta}, \bar{\theta}) \quad (19)$$

Afin de caractériser l'équilibre dans ce jeu régulateur et la classe de mécanismes réalisables, « c'est l'approche de Baron-Myerson (1982) et Guesnerie –Laffont (1984) qui est adopté. La régulation est représentée comme un jeu Bayesian dans lequel le régulateur choisit un mécanisme optimal, étant donné la réponse optimale de la firme et que ce mécanisme de la firme définit une stratégie optimale basée sur son information privée »<sup>69</sup>.

### 3.1.1.2 Les mécanismes réalisables

Selon l'approche de Baron-Myerson (1982), quatre étapes marquent la démarche à suivre :

i) La détermination de la propriété de la fonction de profit impliquant la contrainte incitative (18). Le profit  $\pi(\hat{\theta}; \theta)$  d'une firme de type  $\theta$  mais elle reporte son type comme  $\hat{\theta}$ .

Cela peut être écrit comme:

$$\pi(\hat{\theta}; \theta) = \pi(\hat{\theta}) + C(Q(p(\hat{\theta})), \hat{\theta}) - C(Q(p(\hat{\theta})), \theta) \quad (20)$$

Sachant que le mécanisme des incitations implique la contrainte (18), sur (20) :

$$\pi(\theta) \geq \pi(\hat{\theta}; \theta) = \pi(\hat{\theta}) + C(Q(p(\hat{\theta})), \hat{\theta}) - C(Q(p(\hat{\theta})), \theta) \quad (21)$$

en conséquence :

$$\pi(\theta) - \pi(\hat{\theta}) \geq C(Q(p(\hat{\theta})), \hat{\theta}) - C(Q(p(\hat{\theta})), \theta). \quad (22)$$

Les rôles de  $\theta$  et  $\hat{\theta}$  peuvent être renversés dans (20), alors :

$$\pi(\theta) - \pi(\hat{\theta}) \leq C(Q(p(\theta)), \hat{\theta}) - C(Q(p(\theta)), \theta). \quad (23)$$

En combinant les inéquations (22) et (23), pour toutes les  $\theta$  et  $\hat{\theta}$  :

$$C(Q(p(\theta)), \hat{\theta}) - C(Q(p(\theta)), \theta) \geq \pi(\theta) - \pi(\hat{\theta}) \geq C(Q(p(\hat{\theta})), \hat{\theta}) - C(Q(p(\hat{\theta})), \theta), \quad (24)$$

---

<sup>69</sup> Baron David, 1990, Design of Regulatory Mechanisms and Institutions, dans Handbook of Industrial Organization, Volume II, Elsevier Science Publishers B.V., New York, p1364.

en divisant les inéquations dans (24) par  $\hat{\theta} - \theta$ , lorsque  $\hat{\theta} > \theta$  et, en prenant la limite quand  $\hat{\theta} \rightarrow \theta$ , on obtient :

$$\frac{d\pi(\theta)}{d\theta} = -C_{\theta}(Q(p(\theta)), \theta). \quad (25)$$

Selon (25), la dérivée de la fonction de profit est égale à la négative de la dérivée de la fonction de coût par rapport au type  $\theta$ . Comme une dérivée est une propriété locale d'une fonction, la condition (25) est une condition locale qui nous indique que pour un mécanisme d'incitation quelconque, le profit de la firme est une fonction décroissante de  $\theta$ , car  $C_{\theta} > 0$ . Le profit d'une firme de coûts-hauts ( $\underline{\theta}$  peu productive) est donc inférieur à celui d'une firme de coûts-bas ( $\bar{\theta}$  très productive) quel que soit le mécanisme d'incitation. Pour obtenir une condition incitative équivalente sur le profit, on intègre (25), ce qui donne :

$$\pi(\theta) = \int_{\theta}^{\theta^+} C_{\theta}(Q(p(\theta^0)), \theta^0) d\theta^0 + \pi(\theta^+), \quad (26)$$

où  $\pi(\theta^+)$  est le profit d'une firme avec le coût marginal le plus haut possible.

ii) Sachant que la fonction  $\pi(\theta)$  est décroissante à l'égard du paramètre  $\theta$ , les contraintes de rationalité individuelle dans (19) seront satisfaites à partir du moment où le profit de la firme de coût le plus haut ( $\theta^+$ ) est non négatif. En fait, la contrainte (19) se présentant comme un « *continuum* » de types peut alors être remplacée par une contrainte simple. Autrement dit, il suffit que le profit de la firme soit non négatif lors de sa productivité « la plus mauvaise » ( $\theta^+$ ). En conséquence, (19) doit être :

$$\pi(\theta^+) \geq 0 \quad (27)$$

iii) Une fonction de prix  $p(\theta)$  peut être utilisée en forme locale, en choisissant le transfert  $T(\theta)$  qui induit la firme à choisir la stratégie  $\hat{\theta}(\theta) = \theta$ . Pour déterminer  $T(\theta)$ , il suffit de représenter la fonction de profit de (26) avec la définition de  $\pi(\theta)$ , alors :

$$\pi(\theta) = p(\theta)Q(p(\theta)) + T(\theta) - C(Q(p(\theta)), \theta), \quad (28)$$

en égalisant (26) et (28) afin de tirer  $T(\theta)$ , cela devient :

$$T(\theta) = \int_{\theta}^{\theta^+} C_{\theta}(Q(p(\theta^0)), \theta^0) d\theta^0 - p(\theta)Q(p(\theta)) + C(Q(p(\theta)), \theta) + \pi(\theta^+) \quad (29)$$

Lorsqu'on substitue  $T(\hat{\theta})$  dans  $\pi(\hat{\theta};\theta)$  de l'équation (20), puis, que l'on dérive par rapport à  $\hat{\theta}$ , on trouve alors que le résultat accomplit la condition de premier ordre pour tous  $\theta$ . Par conséquent, la valeur de  $T(\theta)$ , donnée par (29), induit la firme à révéler (en forme locale) fidèlement ses coûts.

iv) Enfin, nous recherchons une condition nécessaire et suffisante dans la fonction de prix  $p(\theta)$ , pour que le report de la firme  $\hat{\theta}(\theta) = \theta \Rightarrow \forall \theta \in [\underline{\theta}, \bar{\theta}]$  soit la réponse optimale. La condition (24) exige que la fonction de prix  $p(\cdot)$  doit satisfaire :

$$C(Q(p(\theta)), \hat{\theta}) - C(Q(p(\theta)), \theta) \geq C(Q(p(\hat{\theta})), \hat{\theta}) - C(Q(p(\hat{\theta})), \theta) \Rightarrow \forall \hat{\theta}, \theta \in [\underline{\theta}, \bar{\theta}] \quad (30)$$

Cette condition nécessaire et suffisante devra être développée lorsque le coût marginal est constant et égal à  $\theta$ , dans la fonction de coût explicite, soit :

$$C(q, \theta) = \theta q + k \quad (31)$$

En appliquant la condition (31) à (30), celle-ci devient alors :

$$(\hat{\theta} - \theta)Q(p(\theta)) \geq (\hat{\theta} - \theta)Q(p(\hat{\theta})) \Rightarrow \forall \hat{\theta}, \theta \in [\underline{\theta}, \bar{\theta}]. \quad (32)$$

Si  $\hat{\theta} > \theta$ , alors l'inéquation (32) nécessite forcément que  $Q(p(\theta)) \geq Q(p(\hat{\theta}))$ . Ainsi, pour qu'une fonction de prix soit réalisable, elle doit être une fonction décroissante de  $\theta$  et cela correspond à la notion intuitive par laquelle le prix doit être d'autant plus cher que le coût marginal est élevé. Dans une politique incitative, la régulation de la fonction (31) prendra en compte le fait que la fonction de prix  $p(\theta)$  est décroissante. En substituant  $\pi(\hat{\theta})$  de (26), pour  $\hat{\theta} = \theta$  dans (20) le résultat est :

$$\pi(\hat{\theta}; \theta) = \pi(\theta^+) + \int_{\theta}^{\theta^+} C_{\theta}(Q(p(\theta^0)), \theta^0) d\theta^0 + (\hat{\theta} - \theta)Q(p(\hat{\theta})).$$

En prenant (26), on voit que  $\pi(\theta^+) = \pi(\theta) - \int_{\theta}^{\theta^+} C_{\theta}(Q(p(\theta^0)), \theta^0) d\theta^0$ ,

Ce que nous substituons dans la dernière expression :

$$\pi(\hat{\theta}; \theta) = \pi(\theta) - \int_{\theta}^{\theta^+} C_{\theta}(Q(p(\theta^0)), \theta^0) d\theta^0 + \int_{\theta}^{\theta^+} Q(p(\theta^0)) + (\hat{\theta} - \theta)Q(p(\hat{\theta})),$$

expression qui peut être énoncée en forme simplifiée :

$$\pi(\hat{\theta}; \theta) = \pi(\theta) - \int_{\theta}^{\hat{\theta}} [Q(p(\theta^0)) - Q(p(\hat{\theta}))] d\theta^0 \quad (33)$$

L'expression (33) indique que la contrainte incitative globale,  $\pi(\theta) \equiv \pi(\theta; \theta) \geq \pi(\hat{\theta}; \theta)$  sera vérifiée à condition que l'intégrale (33) soit non négative. Cette intégrale pour sa part sera non négative, si la fonction de prix  $p(\theta)$  est non décroissante. « Par conséquent, si la fonction de prix  $p(\theta)$  est non décroissante, la politique régulatrice qu'incite une fonction de réponse  $\hat{\theta}(\theta) = \theta$  appartient à la classe des mécanismes réalisables et, ces mécanismes, qui peuvent satisfaire les contraintes de rationalité individuelle selon (19) et qui peuvent être mises en place par le régulateur, sont alors composés par des politiques dont le prix est non décroissant en  $\theta$  et les correspondants transferts vérifient la condition (29) »<sup>70</sup>.

### 3.1.1.3 Le mécanisme optimal

La caractérisation des mécanismes réalisables fournit les bases qui déterminent l'équilibre de jeu. Dès lors, le régulateur peut résoudre son programme pour déterminer l'optimum. Aucun mécanisme avec un prix non décroissant n'est réalisable, si bien que le comportement stratégique de la firme peut être capturé par le régulateur en prenant le report  $\hat{\theta}$  qui doit être le type de la firme  $\theta$ . Cela permet de transformer le jeu dans un programme de mécanismes, lorsqu'on assimile les contraintes (18) et (19) et la contrainte pour laquelle le prix  $p(\theta)$  doit être non décroissant. Le régulateur peut remplacer les contraintes de rationalité individuelle par la contrainte simple (27), comme (26) peut remplacer (18). Enfin, sans assumer que  $p(\theta)$  est dérivable, il est difficile d'introduire la contrainte «  $p(\theta)$  non décroissante » dans le programme mathématique, c'est la raison pour laquelle le programme développé ici ne tiendra pas compte de cette contrainte.

Le surplus social  $W$  est composé de trois termes. A l'équation (8) qui contient le surplus du consommateur et le profit du monopole, s'ajoute le transfert  $T(\theta)$ . L'objectif du régulateur est de maximiser *ex ante* ce surplus social, défini par :

---

<sup>70</sup> Baron David, 1990, Design of Regulatory Mechanisms and Institutions, dans Handbook of Industrial Organization, Volume II, Elsevier Science Publishers B.V., New York, p1369.

$$W = \int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} \left\{ \int_{p(\theta)}^{\infty} Q(p^0) dp^0 - T(\theta) + \alpha\pi(\theta) \right\} f(\theta) d\theta. \quad (34)$$

Cette mesure du surplus social peut être modifiée par l'introduction de  $T(\theta)$  provenant de (22) sur (27) :

$$W = \int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} \left\{ \int_{p(\theta)}^{\infty} Q(p^0) dp^0 + p(\theta)Q(p(\theta)) - \theta Q(p(\theta)) - k - (1-\alpha)\pi(\theta) \right\} f(\theta) d\theta \quad (35)$$

Cette représentation de la fonction objectif du régulateur montre l'espérance du surplus social basé sur la production de la firme, moins une « perte »  $(1-\alpha)\pi(\theta)$  prise du profit de la firme. Comme l'expression (35) implique l'espérance de profit, l'espérance de (26) est substituée dans (28) et en l'intégrant par partie :

$$\int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} \pi(\theta) f(\theta) d\theta = \int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} Q(p(\theta)) F(\theta) d\theta + \pi(\theta^+), \quad (36)$$

où  $F(\theta)$  est la fonction de distribution correspondante à la densité de probabilité  $f(\theta)$ .

En substituant (36) dans (35), la fonction objectif de la firme devient :

$$W = \int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} \left\{ \int_{p(\theta)}^{\infty} Q(p^0) dp^0 + p(\theta)Q(p(\theta)) - \theta Q(p(\theta)) - \left( \theta + (1-\alpha) \frac{F(\theta)}{f(\theta)} \right) Q(p(\theta)) - k \right\} f(\theta) d\theta - (1-\alpha)\pi(\theta^+) \quad (37)$$

Le régulateur cherche donc à maximiser  $W$  selon l'équation (37), par rapport à  $p(\theta)$  et  $\pi(\theta^+)$  sous la contrainte (20). Or, puisque  $W$  est décroissante en  $\pi(\theta^+)$ , il est clair que le surplus sera maximal lorsque  $\pi(\theta^+) = 0$ . En conséquence, la firme ayant le coût le plus élevé est celle qui n'aura aucun profit sous le mécanisme optimal. En outre, la condition nécessaire pour la fonction optimale de prix  $p(\theta)$ , est obtenue par la dérivée de  $W$ , ce qui nous donne :

$$\frac{\partial W}{\partial p(\theta)} = \left[ p(\theta) - \left( \theta + (1-\alpha) \frac{F(\theta)}{f(\theta)} \right) \right] Q'(p(\theta)) f(\theta) = 0, \quad (38)$$

si bien que le prix optimal est :

$$p(\theta) = \theta + (1-\alpha) \frac{F(\theta)}{f(\theta)}. \quad (39)$$

La politique réglementaire optimale est donc définie par les égalités :

- i) 
$$p(\theta) = \theta + (1 - \alpha) \frac{F(\theta)}{f(\theta)}.$$
- ii) 
$$T(\theta) = \int_{\theta}^{\theta^+} C_{\theta}(Q(p(\theta^0)), \theta^0) d\theta^0 - p(\theta)Q(p(\theta)) + C(Q(p(\theta)), \theta) + \pi(\theta^+).$$

### 3.1.2 La situation de premier rang

La firme vend la production aux consommateurs selon une fonction de demande et reçoit du régulateur un transfert monétaire. Au surplus social, on ajoute les coûts des fonds publics  $\lambda t$  qui est le résultat à la fois des coûts administratifs des transferts et des distorsions économiques qu'ils occasionnent :

$$W(p_1, \dots, p_n) = \sum_{h=1}^n \int_0^{y_h} p_h(q) dq - CT(q, \theta) - \lambda t = S(q) - C(q, \theta) - \lambda t.$$

Dans le cas de la tarification de premier rang, la maximisation du bien être collectif conduit aux conditions d'optimalité du premier ordre vérifiées à l'optimum  $(q, t)$ , soit :

$$\max_{(q, t)} W = S(q) - C(q, \theta) - \lambda t, \quad (40)$$

sous la contrainte :  $[t + p(q)q - C(q, \theta)] \geq 0$ , d'où l'on déduit :  $t = C(q, \theta) - P(q)q$ .

En remplaçant en (12) et en réalisant la condition de premier ordre :

$$\frac{\partial W}{\partial q} = P(q) - \frac{\partial C}{\partial q}(q, \theta) - \lambda \frac{\partial C}{\partial q}(q, \theta) + \lambda P(q) + \lambda P'(q) \cdot q = 0$$

Egalité qui peut être réécrite sous la forme de l'expression de Ramsey-Boiteux :

$$\frac{P(q) - \frac{\partial C}{\partial q}(q, \theta)}{P(q)} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon_q}, \text{ où } \varepsilon_q = -\frac{P(q)}{qP'(q)}. \quad (41)$$

### 3.1.3 L'asymétrie d'information et le principe de révélation

L'intérêt est d'analyser la situation d'asymétrie où la firme connaît ses coûts de production mais le régulateur les ignore. Par le principe de révélation, le régulateur recherche le meilleur couple d'allocations  $(\underline{q}, \underline{t}), (\bar{q}, \bar{t})$  incitatif et individuellement rationnel. Le régulateur doit donc maximiser l'espérance du surplus social :

$$\sigma[S(\underline{q}) - C(\underline{q}, \underline{\theta}) - \lambda \underline{t}] + (1 - \sigma)[S(\bar{q}) - C(\bar{q}, \bar{\theta}) - \lambda \bar{t}], \quad (42)$$

Or, le mécanisme optimal doit satisfaire les contraintes incitatives ( $IC_1, IC_2$ ), qui spécifient que chaque agent choisit le contrat qui lui est destiné par le principal :

$$\begin{cases} \underline{t} + P(\underline{q})\underline{q} - C(\underline{q}, \underline{\theta}) \geq \bar{t} + P(\bar{q})\bar{q} - C(\bar{q}, \bar{\theta}) \\ \bar{t} + P(\bar{q})\bar{q} - C(\bar{q}, \bar{\theta}) \geq \underline{t} + P(\underline{q})\underline{q} - C(\underline{q}, \underline{\theta}) \end{cases} \quad (43)$$

et les deux contraintes de rationalité individuelle ( $IR_1, IR_2$ ), qui expriment que les agents acceptent leur contrat :

$$\begin{cases} \underline{t} + P(\underline{q})\underline{q} - C(\underline{q}, \underline{\theta}) \geq 0 \\ \bar{t} + P(\bar{q})\bar{q} - C(\bar{q}, \bar{\theta}) \geq 0 \end{cases} \quad (44)$$

Afin de maximiser l'espérance du surplus social, il faut choisir deux contraintes actives selon une démarche préalable. Pour cela, nous avons pris la démonstration de Salanié (1994) dont à l'issue du deuxième chapitre on trouve que les deux contraintes actives sont <sup>71</sup>:

$$\underline{t} + P(\underline{q})\underline{q} - C(\underline{q}, \underline{\theta}) = 0 \quad (45)$$

$$\bar{t} + P(\bar{q})\bar{q} - C(\bar{q}, \bar{\theta}) = \underline{t} + P(\underline{q})\underline{q} - C(\underline{q}, \underline{\theta}) \quad (46)$$

Le profit nul après le transfert caractérise la firme la moins productive ( $\underline{\theta}$ ), selon l'expression (45). Par contre, d'après l'expression (46), la firme la plus productive ( $\bar{\theta}$ ) reste indifférente aux deux transferts ( $\bar{t}, \underline{t}$ ). Les subventions peuvent être exprimées alors, en fonctions des productions et des coûts de la façon suivante<sup>72</sup> :

$$\begin{cases} \underline{t} = C(\underline{q}, \underline{\theta}) - P(\underline{q})\underline{q} \\ \bar{t} = C(\bar{q}, \bar{\theta}) + C(\underline{q}, \underline{\theta}) - C(\underline{q}, \bar{\theta}) - P(\bar{q})\bar{q} \end{cases} \quad (47)$$

Lorsqu'on substitue (47) sur l'équation de l'espérance du surplus social (42), on obtient :

$$E_w = \sigma(S(\underline{q}) - (1 + \lambda)C(\underline{q}, \underline{\theta}) + \lambda P(\underline{q})\underline{q}) + (1 - \sigma)(S(\bar{q}) - (1 + \lambda)C(\bar{q}, \bar{\theta}) - \lambda C(\underline{q}, \underline{\theta}) + \lambda C(\underline{q}, \bar{\theta}) + \lambda P(\bar{q})\bar{q})$$

Maximisons la dernière fonction de l'espérance du surplus social, en  $\bar{q}$  :

<sup>71</sup> Salanié bernard, 1994, Théorie des contrats, Economica Paris, chapII, p24.

<sup>72</sup> Selon la démarche développée par Perrot Anne, 1997, Réglementation et concurrence, Economica, Paris, p19.

$$\frac{\partial E_w}{\partial \bar{q}} = (1 - \sigma) [S'(\bar{q}) - (1 + \lambda)C'(\bar{q}, \bar{\theta}) + \lambda(P'(\bar{q})\bar{q} + P(\bar{q}))] = 0 \quad (48)$$

On aboutit à la solution suivante par rapport à  $\bar{q}$  :

$$\frac{P(\bar{q}) - \frac{\partial C}{\partial q}(\bar{q}, \bar{\theta})}{P(\bar{q})} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon(\bar{q})} \quad (49)$$

Finalement, lorsqu'on maximise en  $q$  et en arrangeant les termes, on obtient :

$$\frac{P(\underline{q}) - \frac{\partial C}{\partial q}(\underline{q}, \underline{\theta}) - \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1 - \sigma}{\sigma} \left( \frac{\partial C}{\partial q}(\underline{q}, \underline{\theta}) - \frac{\partial C}{\partial q}(\underline{q}, \bar{\theta}) \right)}{P(\underline{q})} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon(\underline{q})} \quad (50)$$

### 3.1.4 Interprétation du mécanisme

Il faut souligner d'abord que l'analyse précédente repose sur la condition que l'entreprise la moins efficiente a un profit nul, lorsque la fonction du régulateur  $W$  est maximisée. Ensuite, en sachant qu'un prix unitaire  $p(\theta)$  et un transfert  $t$  sont les composantes du mécanisme optimal, l'équation (49) montre que l'égalité de Ramsey-Boiteux continue à s'appliquer pour la firme la plus productive  $(\bar{q}, \bar{\theta})$ . Autrement dit, l'entreprise ayant le coût marginal le plus faible reçoit un prix égal au coût marginal. En revanche, l'entreprise la moins productive reçoit un prix supérieur au coût marginal, de sorte qu'elle fixe ses tarifs selon ce qu'on appelle *le coût marginal virtuel*, qui est supérieur au coût marginal, comme cela résulte de la comparaison des coûts sur les équations (49) et (50) :

$$\frac{\partial C}{\partial q}(\underline{q}, \underline{\theta}) + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1 - \pi}{\pi} \left( \frac{\partial C}{\partial q}(\underline{q}, \underline{\theta}) - \frac{\partial C}{\partial q}(\underline{q}, \bar{\theta}) \right) > \frac{\partial C}{\partial q}(\bar{q}, \bar{\theta}) \quad (51)$$

Le terme de gauche de l'inéquation (51), étant celui qui correspond à l'entreprise la moins productive, et le terme de droite, à la plus productive, montrent que l'introduction d'une information asymétrique conduit à une inefficacité sociale, puisque les entreprises moins productives tarifient plus cher et produisent moins qu'à l'optimum de premier rang.

Selon l'équation (28), le transfert  $T(\theta)$  est égal au profit moins le bénéfice sur les ventes. Celui-ci étant évalué sur la base du coût avancé par le monopole. Dans ce cas, le profit est dû à l'information privée de la firme. Ce profit est donc une sorte de rente qui trouve ses origines

dans le caractère « privé » de l'information détenue par le monopole. Cette rente informationnelle est définie comme le coût payé par l'administration ou principal, pour inciter la firme ou agent à révéler son vrai coût. Son expression mathématique est :

$$\pi(\theta) = \int_{\theta}^{\bar{\theta}} Q(p(\tilde{\theta})) d\theta$$

Cette rente est d'autant plus grande que le coût marginal de la firme est faible et que les quantités produites  $Q$  par la firme, selon  $p(\theta)$ , sont plus élevées. Dans le cas contraire, il est possible d'obtenir une réduction de la rente informationnelle par l'augmentation du prix, ce qui réduira les ventes au dépens du surplus du consommateur. L'arbitrage optimal entre les deux situations implique d'un côté une augmentation de prix, ce qui réduit le surplus des consommateurs d'une valeur  $Q'(p(\theta))p(\theta)$ , et d'un autre côté, une réduction des rentes espérées donnée par :

$$(1 - \alpha) \frac{F(\theta)}{f(\theta)} Q'(p(\theta)).$$

Cet arbitrage optimal prend en compte la valeur du prix selon l'observation de (39). Le prix optimal établit des prix égaux à la somme des coûts marginaux et des rentes informationnelles, celles-ci représentées par la valeur  $(1 - \alpha)F(\theta)/f\theta$ .

Autrement dit, le régulateur agit comme s'il était dans une situation d'information parfaite avec un coût marginal égal à :

$$\theta + (1 - \alpha) \frac{F(\theta)}{f(\theta)}.$$

Si le modèle de Baron-Myerson met en évidence les effets de la présence d'asymétries d'information et du comportement stratégique des agents sur l'allocation des ressources, il reste limité en ne prenant pas en compte d'autres facettes de la réglementation des monopoles, comme la vérification ex post des coûts totaux de production par le régulateur.

### 3.1.5 Le modèle de Laffont-Tirole

L'hypothèse selon laquelle le régulateur ne peut absolument pas observer les coûts de la firme est irréaliste dans bien des cas (Laffont et Tirole, 1986). L'intérêt est d'examiner la situation dans une condition d'information parfaite des coûts de la firme, afin d'avoir un point

de repère. L'information reste toutefois asymétrique car le régulateur ne peut observer les efforts de réduction des coûts de l'entreprise.

Le modèle suppose que le niveau de production est fixé (il s'agit par exemple d'un projet public indivisible) à une valeur  $S$  pour les consommateurs et que la fonction de coût de l'entreprise de productivité  $\theta$ , lorsqu'elle entreprend un effort  $e$  de réduction de ses coûts, soit :

$$C = \theta - e. \quad (52)$$

Si la firme exerce un effort de niveau  $e$ , c'est un effort qui lui coûte  $\psi(e)$ , où la fonction  $\psi$  est croissante et convexe.

### 3.1.5.1 La condition d'information complète

L'hypothèse de travail est « le coût est observable et remboursé par le régulateur ». La firme accepte ces conditions lorsque le régulateur le compense avec un transfert  $t$  additionnel au remboursement. L'utilité de la firme est donc :

$$U = t - \psi(e). \quad (53)$$

La contrainte de rationalité individuelle **IR** de la firme est :

$$t - \psi(e) \geq 0 \quad (54)$$

Si  $\lambda > 0$  représente les coûts de la gestion publique sous la forme de  $(1 + \lambda)$  et provenant des impôts. Le surplus des consommateurs/contribuables est :

$$S - (1 + \lambda)(t + \theta - e), \quad (55)$$

si bien que pour le régulateur, le surplus social *ex post* est :

$$W = S - (1 + \lambda)(t + \theta - e) + t - \psi(e) = S - (1 + \lambda)[\theta - e + \psi(e)] - \lambda U \quad (56)$$

Le surplus social (56) est égal à la différence entre le surplus du consommateur bénéficiaire du projet et le coût total du projet  $C + \psi(e)$ , tel qu'il est perçu par les contribuables, plus l'utilité de la firme. Le régulateur agit donc en Stackelberg leader et fait une offre dite *take-it-or-leave-it* à la firme ; enfin, le régulateur peut observer  $\theta$  et donc  $e$  dans la condition d'optimum de premier rang, car il peut observer  $C$ . Le programme que le régulateur doit résoudre est :

$$\max_{\{U, e\}} \{S - (1 + \lambda)[\theta - e + \psi(e)] - \lambda U\}, \quad (57)$$

sous la contrainte  $U \geq 0$ , la solution est :

$$\psi'(e) = 1 \Rightarrow e = e^*, \quad (58)$$

$$U = 0 \Rightarrow t = \psi(e^*). \quad (59)$$

Cela signifie qu'à l'optimum de premier rang, les coûts et les bénéfices marginaux de l'effort sont alors égalisés (40), de sorte que  $\psi'(e) = 1$  et les transferts qui assurent un profit nul à la firme sont :  $t = \psi(e^*)$ .

### 3.1.5.2 Le problème de second rang

Dans ce cas, le problème est parfaitement isomorphe à celui de Baron-Myerson. Le contrat entre le régulateur et la firme cherche à trouver le meilleur couple d'allocations  $\{t(\underline{\theta}), C(\underline{\theta})\}$  pour le type  $\underline{\theta}$  et  $\{t(\bar{\theta}), C(\bar{\theta})\}$  pour le type  $\bar{\theta}$  qui soit incitatif et individuellement rationnel. Pour simplicité dans l'écriture  $\underline{t} \equiv t(\underline{\theta}), \underline{C} \equiv C(\underline{\theta})$ . Le profit net de la firme est donc :  $U(\theta) \equiv t(\theta) - \psi(\theta - C(\theta))$ , lorsqu'elle reçoit un couple transfert-coût déterminé. Alors :

$$\begin{cases} \underline{U} \equiv \underline{t} - \psi(\underline{\theta} - \underline{C}) \\ \bar{U} \equiv \bar{t} - \psi(\bar{\theta} - \bar{C}) \end{cases}$$

On sait selon (52) que  $C = \theta - e$ , les deux contraintes d'incitations sont alors :

$$\begin{cases} \underline{t} - \psi(\underline{\theta} - \underline{C}) \geq \bar{t} - \psi(\underline{\theta} - \bar{C}) \\ \bar{t} - \psi(\bar{\theta} - \bar{C}) \geq \underline{t} - \psi(\bar{\theta} - \underline{C}) \end{cases} \quad (60) \text{ et } (61)$$

En additionnant (60) et (61), on obtient :

$$\psi(\underline{\theta} - \bar{C}) + \psi(\bar{\theta} - \underline{C}) - \psi(\underline{\theta} - \underline{C}) - \psi(\bar{\theta} - \bar{C}) \geq 0, \quad (62)$$

ce qui vient de :

$$\int_{\underline{C}}^{\bar{C}} \int_{\underline{\theta}}^{\bar{\theta}} \psi''(\theta - C) d\theta dC \geq 0, \quad (63)$$

pour  $\psi'' > 0$  et  $\bar{\theta} > \underline{\theta}$  ensemble, cette expression implique que :  $\bar{C} \geq \underline{C}$ . (64)

Nous pouvons conclure que la première implication des contraintes d'incitation est que C est non décroissante en  $\theta$ .

En outre, les contraintes de rationalité individuelle pour chaque type de firme sont :

$$\underline{U} \geq 0, \quad (65)$$

$$\bar{U} \geq 0. \quad (66)$$

La contrainte d'incitation pour le type efficient et celle de responsabilité individuelle pour le type non efficient impliquent la rationalité individuelle pour le type efficient. Pour le démontrer, nous pouvons appliquer en forme successive (60) et (66) et le fait que  $\psi$  est croissante.

$$\begin{aligned}\underline{U} &\geq \bar{t} - \psi(\underline{\theta} - \bar{C}) \\ \underline{U} &\geq \psi(\bar{\theta} - \bar{C}) - \psi(\underline{\theta} - \bar{C}) \geq 0\end{aligned}$$

cela signifie que la firme la plus efficiente peut toujours agir de la même façon que la non efficiente avec un coût bas, dès lors nous pouvons négliger (46).

Le surplus social lorsque la firme a le type  $\theta$  devient :

$$\begin{aligned}W(\theta) &= S - (1 - \lambda)[t(\theta) + C(\theta)] + t(\theta) - \psi(\theta - C(\theta)) \\ W(\theta) &= S - (1 + \lambda)[C(\theta) + \psi(\theta - C(\theta))] - \lambda U(\theta).\end{aligned}\quad (67)$$

Le rôle du régulateur consiste à choisir le contrat qui maximise le surplus social espéré sous les contraintes **IC** et **IR** :  $W = \nu W(\underline{\theta}) + (1 - \nu)W(\bar{\theta})$ , où  $\nu = \Pr(\theta = \underline{\theta})$  est une caractérisation des valeurs  $\theta$  à prendre en compte de manière prioritaire par le régulateur.

Afin de maximiser le surplus social sous les contraintes (60), (61) et (66), nous négligerons pour l'instant (61), et nous vérifierons plus tard si la solution de maximisation sous (60) et (66) satisfait (61). En conséquence nous ne retiendrons que la contrainte de responsabilité individuelle de la firme de type non efficient et la contrainte d'incitation de la firme de type efficient.

La contrainte d'incitation de la firme de type efficient (42) peut être réécrite ainsi :

$$\begin{aligned}\underline{U} &\geq \bar{t} - \psi(\underline{\theta} - \bar{C}) \\ \underline{U} &\geq \bar{U} + \Phi(\bar{e})\end{aligned}\quad (68)$$

$$\text{où :} \quad \Phi(e) \equiv \psi(e) - \psi(e - \Delta\theta) \quad (69)$$

$$\text{et aussi :} \quad \bar{e} = \bar{\theta} - \bar{C} \quad (70)$$

Le problème d'optimisation pour le régulateur consiste donc en :

$$\max_{\{\underline{C}, \underline{U}, \bar{U}\}} \left\{ \nu [S - (1 + \lambda)(\underline{C} + \psi(\underline{\theta} - \underline{C})) - \lambda U] + (1 - \nu) [S - (1 + \lambda)(\bar{C} + \psi(\bar{\theta} - \bar{C})) - \lambda \bar{U}] \right\}, \quad (71)$$

sous les contraintes (66) et (68). Comme les utilités de la firme  $U(\theta)$  sont faites au coût du régulateur, les contraintes (66) et (68) sont amenées à l'optimum. En substituant  $\bar{U} = 0$  et  $\underline{U} = \Phi(\bar{\theta} - \bar{C})$  dans (71), on obtient :

$$\psi'(\underline{\theta} - \underline{C}) = 1 \Rightarrow \underline{e} = e^*, \quad (72)$$

$$\psi'(\bar{\theta} - \bar{C}) = 1 - \frac{\lambda}{1+\lambda} \frac{\nu}{1+\nu} \Phi'(\bar{\theta} - \bar{C}), \text{ en impliquant que } \bar{e} < e^* \quad (73)$$

Il faudrait remarquer que la contrainte négligée (43) se vérifie par cette solution, ce qui s'exprime comme :

$$\bar{U} = \underline{U} - \Phi(\bar{\theta} - \underline{C}), \quad (74)$$

$$\text{ou } 0 \geq \Phi(\bar{\theta} - \bar{C}) - \Phi(\bar{\theta} - \underline{C}), \quad (75)$$

du fait que  $\bar{e} < \underline{e}$  selon (72) et (73), que  $\bar{C} > \underline{C}$  et, par voie de conséquence  $\Phi' > 0$ .

### 3.1.5.3 Interprétation du mécanisme

L'équation (72) montre que l'entreprise la plus productive réalise le niveau d'effort optimal. Par contre, l'entreprise moins productive cherche moins à réduire ses coûts qu'à l'optimum de premier rang. Par analogie au modèle de Baron-Myerson, nous nous retrouvons en face d'une non efficacité sociale à l'égard du traitement de l'entreprise la moins productive.

En outre, l'entreprise la moins productive a un profit nul, alors que la plus productive bénéficie d'une rente informationnelle qui se traduit par un profit net positif.

Lorsque les rapports entre le régulateur et la firme s'inscrivent dans un jeu Bayésien, autant le type  $\theta$  que la distribution  $f(\theta)$  des types possibles font partie de la connaissance commune. La règle de Bayes fait intervenir d'abord les « croyances » de ceux qui l'utilisent, en l'occurrence en fixant  $\theta$ . Ensuite, le régulateur détermine un mécanisme et enfin, la firme agit en dernier ressort en sélectionnant parmi cette panoplie la politique qui lui convient. Au moment où les croyances des agents sont confirmées, on dit qu'il y a un équilibre Bayésien et cet équilibre détermine la politique réglementaire.

## Section 4 La réglementation par plafond de prix

### 4.1 Introduction

La réglementation par plafond de prix fut utilisée en Angleterre en 1982 pour la première fois, par mandat de la « Monopolies and Mergers Commission » dans l'objectif de

réglementer une firme dominante qui fournissait des moyens contraceptifs<sup>73</sup>. En l'occurrence, la commission avait recommandé que le taux d'incrément du prix de la firme soit limité au taux d'incrément d'indices de prix moins 1,5 %. En fait, le nouveau système mis en place, créé et développé à l'initiative du professeur Littlechild (1983)<sup>74</sup>, visait comme objectif principal de protéger le consommateur du monopole et de permettre la libre entrée en concurrence des firmes (Amstronm et alii, 1993).

Selon Littlechild, les régimes de réglementation doivent être évalués selon cinq critères classés par ordre d'importance, et c'est dans ce cadre qu'il analyse son système du prix plafond<sup>75</sup>:

- i) La protection contre le monopole : le système RPI-X se concentre précisément sur les services d'un monopole.
- ii) L'encouragement à l'efficacité et à l'innovation : le système est basé sur les prix plafonds plutôt que sur le profit. Cela donne à la firme une incitation pour atteindre une production efficace et toute réduction de coût est un profit pour elle.
- iii) La minimisation des charges procédurales en provenance de la réglementation. Elles sont moins coûteuses car elles n'exigent que le calcul simple d'indices du prix ; il n'est nécessaire de définir ni les actifs de la firme ni le taux de rendement, ni de distribuer les coûts entre les branches concurrentielles et monopolistiques de la firme. Le phénomène de capture du régulateur est moins possible car la réglementation est relativement simple.
- iv) Le développement de la concurrence. Pour les télécommunications, bien qu'elle diminue l'incitation à l'entrée sur le marché local, elle n'affecte pas l'entrée sur celui de longue distance.

---

<sup>73</sup> Amstronm M., Cowan S. et Vickers J., 1993, *Regulatory Reform : Economic Analysis and British Experience*, The MIT Press, Mass, London, England, p166.

<sup>74</sup> Le rôle joué par le professeur Littlechild fut remarquable tout au long du processus de privatisation britannique, car il a préparé le rapport sur la privatisation de la British Telecom en 1983, sur la privatisation de l'industrie de l'eau (1986), il était membre de la « Commission » lors de la réglementation sur l'aéroport de Manchester (1986) et sur la recherche des prix du marché gazière britannique (1988) et, il fut le premier directeur général de « Electricity Supply » davantage Chef du Bureau de Régulation de l'électricité (OFFER) entre 1989-1998, Ibid.

<sup>75</sup> Littlechild Stephen, 1983, *Regulation of British Telecommunications Profitability after Privatization*, London : Department of Industry, p6.

v) La poursuite de la privatisation et l'ouverture des horizons pour les firmes.

Le débat s'est développé lors du début de la mise en place de la privatisation britannique vers la fin des années 1970, car le gouvernement anglais de l'époque avait décidé, dans un premier temps, de mettre en place la réglementation par le taux de rendement modifiée. C'est alors que les thèses de Littlechild sont devenues décisives pour inspirer le processus britannique et la réglementation du prix plafond fut adoptée<sup>76</sup>. Parmi les inconvénients de ce système, Littlechild considère la réglementation par le coût du service ou *cost plus* comme plus coûteuse à mettre en œuvre. Ainsi, dans le cadre de l'évaluation des cinq conditions définies et du constat fait par Littlechild et Beesley (1989), trois avantages sont accordés au prix plafond par rapport au taux de rendement : le RPI-X est moins vulnérable par rapport à l'inefficacité et la surcapitalisation (l'effet d'Averch Johnson) du *cost plus*, le RPI-X offre à la firme plus de flexibilité pour ajuster la structure de prix et enfin, le RPI-X est plus simple à opérer autant pour le régulateur que pour l'entreprise. En revanche, parmi les désavantages, le niveau X doit être ajusté en la pratique de manière répétitive afin d'assurer un taux de rendement raisonnable.

## 4.2 Classification des formes de *price cap*

En faisant abstraction des problèmes d'efficacité productive et en prenant les coûts de la firme comme invariables, les différentes formes de *price cap* seront abordées sous deux aspects, statique et dynamique<sup>77</sup>.

### 4.2.1 Les formes statiques du *price cap*

Quatre formes de *price cap* seront présentées dans un contexte statique, à commencer par ce qui est connu comme le *price cap* idéal.

---

<sup>76</sup> Littlechild S. et Beesley M., 1989, The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom, Rand Journal of Economics, vol. 20, N°3, p455.

<sup>77</sup> Toute cette section du chapitre est basée notamment sur le travail de Armstrong M., Cowan S. et Vickers J., 1994, Regulatory Reform : Economic Analysis and British Experience, The MIT Press, Mass, London, England.

#### 4.2.1.1 Le *price cap* idéal

Lorsque le régulateur statue sur la réglementation du prix pour un monopole multiproduit, il doit alors choisir une structure de prix à appliquer au monopole. Plusieurs alternatives s'ouvrent à lui, soit il cherche à séparer les produits de la firme en leur fixant à chacun un plafond, soit il définit un plafond général basé sur une moyenne des prix chargés par la firme ou enfin, dans un cas intermédiaire, il établit un plafond pour des sous-ensembles de produits (Armstrong et alii, 1994).

Tout cela suppose que le régulateur impose à la firme les prix de la forme  $P_i^0$  pour le produit  $i$ . Dès lors, le surplus total que cherche à maximiser le régulateur est :

$$S = V(P_i^0) + \alpha\pi(P^0) \quad (76)$$

où  $\alpha$  représente le poids accordé au profit de la firme par rapport au surplus des consommateurs ( $P^0$ ). Quand le régulateur permet à la firme d'offrir un prix  $P$  au lieu de  $P^0$  sans réduire le surplus du consommateur, c'est-à-dire que les prix permis à la firme sont dans l'ensemble :

$$\{P | V(P) \geq V(P^0)\}, \quad (77)$$

alors la firme a une certaine flexibilité dans ses prix, sous la contrainte fixée par le régulateur, qui est préférable aux conditions où elle doit respecter des prix fixés.

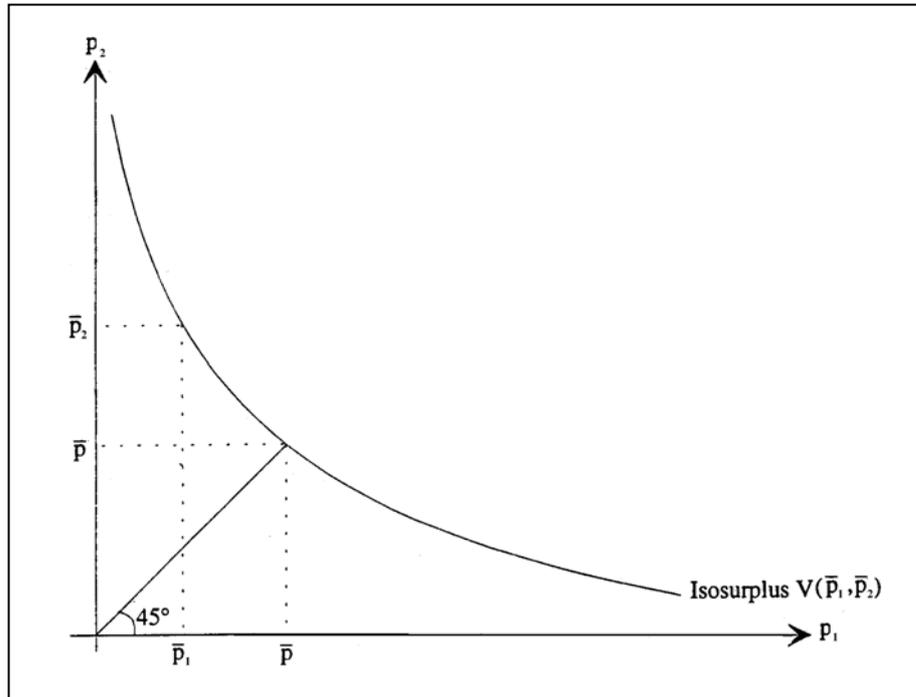
Lorsque le régulateur fixe des plafonds spécifiques pour chacun des biens réglementés d'une firme  $(\bar{p}_1, \bar{p}_2)$  en correspondance avec son surplus global, il autorise la firme à déterminer ses prix sous la contrainte que le surplus des consommateurs soit supérieur ou égal au surplus  $V(\bar{p}_1, \bar{p}_2)$ , c'est-à-dire :

$$\{P | V(p_1, p_2) \geq V(\bar{p}_1, \bar{p}_2)\} \quad (78)$$

Ceci peut être représenté par le graphique n°2.5.

La courbe d'isosurplus  $V(\bar{p}_1, \bar{p}_2)$  est le lieu où se trouve l'ensemble des couples  $(\bar{p}_1, \bar{p}_2)$ , impliquant un même surplus pour les consommateurs. Ainsi, avec le système de *price cap* idéal, le régulateur est capable de définir le niveau de surplus qu'il souhaite obtenir sans perdre le contrôle des tarifs de la firme.

Graphique n°2.5 : Le price cap global et la price cap spécifique



Source : Armstrong, Cowan et Vickers, 1993.

La maximisation du profit sous la contrainte de surplus nous amène au Lagrangien suivant :

$$\Psi = \sum_{i=1}^n p_i q_i - C(q_1, \dots, q_n) + \sum_{i=1}^n \lambda_i [x_i(p) - y_i(p) - q_i] + \gamma \mathcal{N}(p), \quad (79)$$

dont les conditions de premier ordre sont :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_k} = q_k - \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{\partial \hat{q}_i}{\partial p_k} - \gamma x_k(p) = 0,$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial q_i} = p_i - c_i + \lambda_i = 0,$$

$$x_i(p) - y_i(p) - q_i = 0 \text{ (car la demande du bien est égale à l'offre)}$$

$$\gamma \mathcal{N}(p) = 0.$$

Ce qui nous permet de préciser la structure tarifaire suivante :

$$(1-\gamma)q_k = -\sum_{i=1}^n (p_i - c_i) \frac{\partial \hat{q}_i}{\partial p_k}. \quad (80)$$

Selon le modèle présenté par Brennan (1991), la maximisation du profit de la firme conduit à une structure tarifaire conforme à la règle de Ramsey, soit un optimum de second ordre, ce qui conduit à une structure tarifaire du type (78)<sup>78</sup>. Tout accroissement des coûts qui implique une diminution du profit ne modifie pas la contrainte de surplus ; dès lors l'efficacité productive existe. Le monopole est incité à reporter en forme correcte ses coûts du fait que les prix ne sont limités que par une contrainte de surplus.

Enfin, l'inconvénient majeur de cette forme de *price cap* pour le régulateur tient à la connaissance parfaite qu'il doit avoir pour évaluer en forme correcte le surplus du consommateur. Autrement dit, si le régulateur est capable de mesurer le surplus du consommateur, alors le *price cap* idéal conduit à une structure tarifaire compatible avec un optimum de second rang. Lorsque cette condition est moins sévère, le monopole peut bénéficier d'une rente informationnelle due à une asymétrie d'information du régulateur<sup>79</sup>.

#### 4.2.1.2 Le plafond de prix par indice pondéré

D'une façon générale la réglementation de *price cap* est basée sur le fait que la firme est contrainte par un indice de prix  $I(P)$ . Celui-ci ne doit pas être supérieur au plafond  $\bar{P}$  mais la firme est libre de choisir ses prix. Autrement dit, la firme choisit ses vecteurs prix afin de maximiser  $\pi(P)$  sous la contrainte  $I(P) \leq \bar{P}$ .

Par ailleurs, le régulateur fixe ses charges dans l'indice de prix :  $I(P) = \sum_{i=1}^n \bar{w}_i P_i$  et pour des facteurs de pondération  $\bar{w}_i$ .

---

<sup>78</sup> Brennan T., 1991, Regulating by Capping Prices, dans Price Cap and Incentive regulation in telecommunications, Einhorn M.A., Kluwer Academic Publishers, London, p33-45.

<sup>79</sup> David L., 2000, La restructuration des industries gazières américaine et britannique : La réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs, Thèse pour le doctorat, Université de Montpellier 1, Montpellier, p195.

En prenant  $P^0$  comme un vecteur prix de référence et sous la condition que la demande (par rapport à ces prix) est connue<sup>80</sup>, c'est-à-dire en fixant le facteur de pondération  $\bar{w}_i$  donné par la demande du produit  $i$ , lorsque les prix sont  $P^0$ , de sorte que  $\bar{w}_i = Q_i(P^0)$ , alors la firme peut choisir un vecteur prix quelconque sur l'ensemble :

$$\left\{ P \left| \sum_{i=1}^n P_i Q_i(P) \leq \sum_{i=1}^n P_i^0 Q_i(P^0) \right. \right\}. \quad (81)$$

En conséquence, tous les prix définis par (81) sont aussi contenus dans l'ensemble (77), ce qui revient à dire que les consommateurs ont des prix  $P$  plus convenables dans l'ensemble (81) qu'avec les  $P^0$  (selon le graphique n°2.6)<sup>81</sup>.

De façon intuitive, on peut conclure que pour n'importe quel vecteur de prix de (81), l'ensemble des consommateurs peut acheter un ensemble de produits  $Q^0$  à un coût total qui n'est pas supérieur à celui payé lorsque les prix sont  $P^0$ . Par conséquent, ils peuvent consommer  $Q^0$  et dans de meilleures conditions de prix qu'avant. En même temps, la situation de la firme est préférable sous la contrainte (81) que face au prix fixe  $P^0$ , car elle dispose ainsi de meilleures alternatives (voire le graphique n°2.6). Dès lors, l'effet sur le bien être est tout à fait positif, grâce au changement de réglementation à prix fixe  $P^0$  au profit d'une réglementation à plafond de prix par indice pondéré.

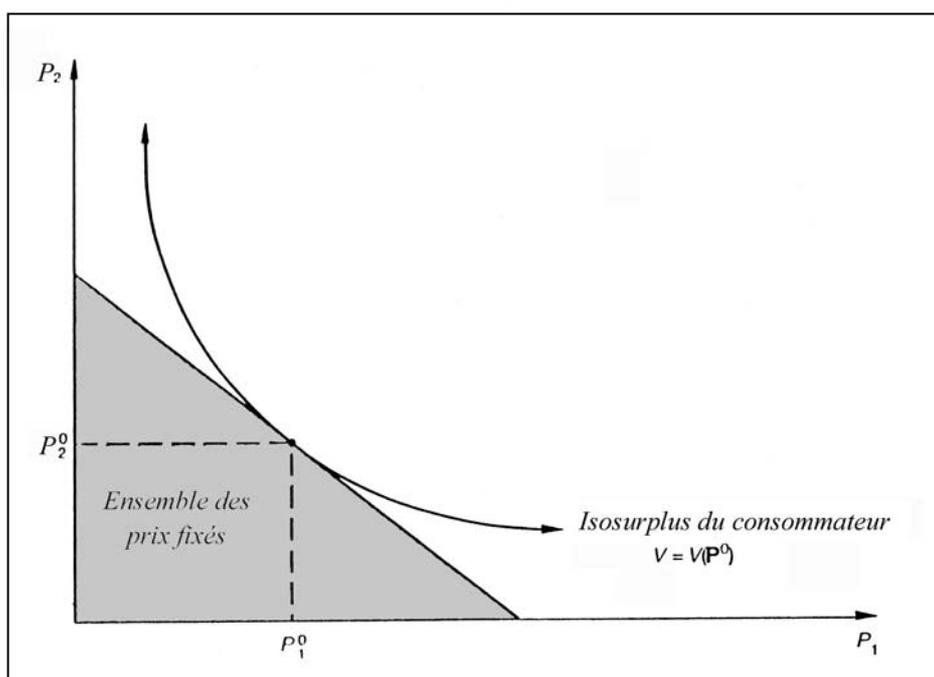
Quel que soit le prix choisi par la firme, le surplus qui en résulte pour les consommateurs sera forcément supérieur ou égal au surplus  $V(P^0)$ .

---

<sup>80</sup> C'est une condition forte et difficile à mettre en œuvre, puisque le régulateur est obligé de connaître les quantités consommées pour le prix de référence  $P^0$ . C'est pour cela que ce type de plafond reste difficile à appliquer.

<sup>81</sup> Lorsque le régulateur peut définir  $V(P^0)$ , il autorise à la firme des prix qui peuvent être situés dans la zone grisée sous la courbe d'isourplus, puisque (79) est compris dans l'ensemble de prix de (75), soit sous la courbe d'isourplus (on se situe dans la zone grisée). Armstrong M., Cowan S., Vickers J., 1993, Nonlinear Pricing and Price Cap Regulation, Journal of Public Economics, N°58, p33-55.

**Graphique n°2.6 : Le price cap idéal et le price cap par indice pondéré**



Source : Armstrong, Cowan et Vickers, 1993.

La maximisation du profit de la firme se base sur le programme suivant, soit le Lagrangien :

$$\Psi = \sum_{i=1}^n p_i q_i - C(q_1, \dots, q_n) + \sum_{i=1}^n \lambda_i [x_i(p) - y_i(p) - q_i] + \gamma \left[ \sum_{i=1}^n P_i^0 Q_i(P^0) - \sum_{i=1}^n P_i Q_i(P^0) \right], \quad (82)$$

où le premier terme représente les revenus de la firme moins les coûts donnés par le deuxième, c'est-à-dire le budget de la firme. Le troisième membre représente le multiplicateur de Lagrange lié à la contrainte d'équilibre entre les quantités offertes  $[y_i(p) + q_i]$  et les quantités demandées  $[x_i(p)]$  du bien  $i$ , c'est-à-dire sous la contrainte que l'offre des biens soit égale à la demande. Le quatrième et dernier membre représente la contrainte (81), c'est-à-dire, la différence entre le revenu calculé au prix du régulateur (par la demande sur ce prix-là) moins le revenu réel de la firme, qui au maximum doit être égale à zéro.

Lorsque l'on prend les conditions de premier ordre :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_k} = Q_k + \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{\partial \bar{q}_i}{\partial p_k} - \gamma x_k(P^0) = 0, \quad \forall k \in M, \quad \forall i \in I,$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial q_i} = p_i - c_i - \lambda_i = 0, \forall i \in I.$$

Ce qui donne l'expression suivante :

$$z_k - \mathcal{N}\bar{q}_k = -\sum_{i=1}^n [p_i - c_i] \frac{\partial \hat{q}_u}{\partial p_k} = 0, \quad (83)$$

La demande du bien k induite par le plafond décidé par le régulateur ( $\bar{p}$ ) est en rapport avec l'écart entre le prix du bien et le coût marginal. L'augmentation du plafond génère la diminution des quantités demandées à ce prix ( $\bar{q}_k$ ), ce qui implique que l'écart entre le coût marginal et le prix ( $p_u - c_u$ ) est plus fort.

#### 4.2.1.3 Le *price cap* de recette moyenne

Une forme de réglementation par prix moyen est utilisée dans le *price cap* par recette moyenne, où le revenu total divisé par l'output total (le revenu moyen) de la firme ne doit pas être supérieur au *price cap* défini par le régulateur ( $\bar{P}$ ). Cette forme de *price cap* a été appliquée dans les industries britanniques du gaz et de l'électricité, ainsi que dans les aéroports pendant la dernière décennie du 20<sup>ème</sup> siècle. Elle se justifie si l'on envisage la réglementation d'un multiproduit en information parfaite, dans le sens où les coûts de la firme dépendent de l'output total  $\sum_{i=1}^n Q_i$ , ce qui a été produit de manière que  $C(q_1, \dots, q_n) = C(Q)$ ,

$$\text{où } Q \equiv \sum_{i=1}^n Q_i. \quad (84)$$

C'est le cas d'une firme productrice d'électricité par exemple, qui vend son produit dans des marchés géographiques différents et à différents types de consommateurs (industriels, commerçants, domestiques). La firme est obligée d'avoir une structure de prix variable en fonction de chaque type de consommateur<sup>82</sup>.

---

<sup>82</sup> Dans ce cas-là on ne tient pas compte de la structure des heures creuses et de pointe, ce qui rend cette réglementation inapplicable lorsqu'on cherche à établir un tarif différencié à l'égard des variations de la consommation durant la journée.

Lorsque la firme agit dans  $n$  marchés avec cette réglementation, elle peut choisir ses prix sur l'ensemble :

$$\left\{ P \left| \sum_{i=1}^n Q_i(P) P_i \leq \bar{P} \sum_{i=1}^n Q_i(P) \right. \right\}, \quad (85)$$

à l'opposé du système de *price cap* par indice pondéré, la pondération dans ce cas étant endogénéisée par la firme dans ses prix. L'avantage de cette forme de réglementation (par rapport à celle de prix pondéré) réside dans le fait qu'il suffit d'observer la demande des consommateurs afin d'implémenter la contrainte. Il n'est pas nécessaire de formuler des hypothèses pour avoir une référence de prix.

Ainsi, la maximisation du profit sous la contrainte (91) nous donne le Lagrangien suivant :

$$\Psi = \sum_{i=1}^n P_i q_i - C(q_1, \dots, q_n) + \sum_{i=1}^n \lambda_i [x_i(P) - y_i(P) - q_i] + \gamma \left[ P_i^0 \sum_{i=1}^n Q_i(P^0) - \sum_{i=1}^n P_i Q_i(P^0) \right], \quad (86)$$

dont les conditions de premier ordre sont :

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_k} = (1 - \gamma) Q_k + \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{\partial \bar{q}_i}{\partial p_k} - \gamma x_k(P^0) = 0, \forall k \in M, \forall i \in I$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial q_i} = p_i - c_i - \lambda_i + \gamma (\bar{P} - P_i) = 0, \forall i \in I.$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial q_j} = P_j - c_j - \lambda_j = 0, \forall j \in J.$$

Ce qui nous permet de conclure sur la structure tarifaire suivante :

$$(1 - \gamma) Q_k = - \sum_{j=1}^n (P_j - c_j) \frac{\partial \hat{q}_j}{\partial p_k} - \sum_u [(P_u - c_u) + \gamma (\bar{P} - P_u)] \frac{\partial \hat{q}_u}{\partial p_k}, \quad (87)$$

où  $u \in M, k \in M, M \cup J = I$ .

Lorsqu'on compare l'expression (93) avec (85), on constate que ce type de contrôle ne permettra un optimum de second rang que si l'expression  $\sum_u (\bar{P} - P_u) \partial \hat{q}_u / \partial p_k = 0$  se réalise.

Ainsi, on est devant le cas de référence d'un prix uniforme pour l'ensemble des biens réglementés où cette condition est vérifiée, c'est-à-dire quand les prix  $P_u = \bar{P}$  pour tout  $u \in M$ .

Dans ce type de réglementation on doit distinguer deux cas d'intérêt (Armstrong et alii., 1994):

a) Discrimination de prix de troisième degré. Lorsque la firme agit sur  $n$  marchés, elle peut changer ses prix dans chaque marché. La fonction de demande est  $Q(P)$ , où  $Q_i(P)$  est la quantité demandée dans le marché  $i$  quand le prix est  $P$ . Dès lors, dans ces conditions la fonction de revenu est  $R(Q) = \max \sum_{i=1}^n P_i Q_i(P)$ , où  $\sum_{i=1}^n Q_i(P) = Q$ . C'est-à-dire,  $R(Q)$  est le revenu maximum que la firme peut obtenir lors de sa vente de  $Q$ .

b) Discrimination de prix de second degré. Ici la firme fournit un marché unique dans lequel les consommateurs ont des préférences différentes à l'égard de son produit. La firme discrimine ses consommateurs selon leur préférences par le biais d'un tarif non linéaire  $T(q)$ . Dans ce cas  $R(Q)$  est défini comme le revenu maximum que la firme peut se procurer auprès de ses consommateurs lorsqu'elle vend  $Q$  avec le tarif  $T(q)$ .

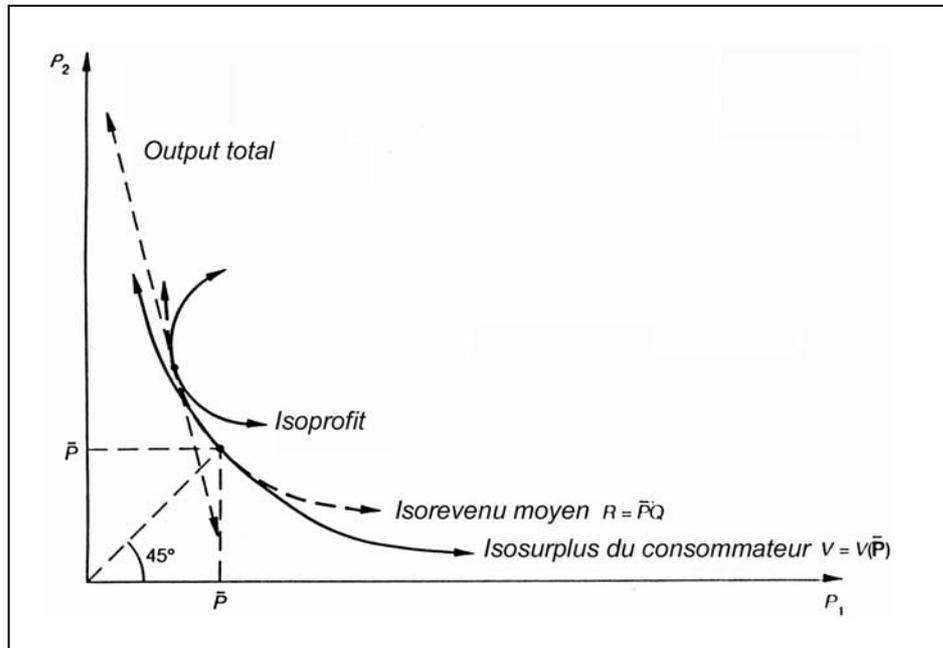
La différence fondamentale entre ces deux modèles est que, dans le premier cas, la firme peut observer le « type » des consommateurs et établir ses prix en forme directe (par localisation géographique, utilisation du produit, capacité de consommation) tandis que dans le deuxième cela est impossible.

Par ailleurs, dans la réglementation par *price cap* de recette moyenne, la firme est obligée de maximiser son profit et pour cela, elle doit choisir son revenu  $R$  et son output  $Q$  afin de maximiser son budget  $R - C(Q)$  : d'une part, sous la contrainte du régulateur selon laquelle  $R \leq \bar{P}Q$  et d'autre part, sous la contrainte de faisabilité  $R \leq R(Q)$ . Pour y parvenir la firme choisit son niveau total d'output  $Q^*$  afin de satisfaire  $R(Q^*) = \bar{P}Q^*$  ; elle choisit alors le tarif qui maximise le revenu possible, étant donné cet output, ce qui implique la maximisation de l'output total selon les contraintes du régulateur.

Lorsqu'on compare ce type de réglementation avec une alternative non discriminatoire où tous les prix sont égaux à  $\bar{P}$ , on se rend compte que, pour n'importe quel prix  $P$  sous la contrainte (81), les consommateurs sont dans une situation pire que dans celle du prix unique  $\bar{P}$ . De manière intuitive, nous pouvons dire que cela est le cas quand les prix sont  $\bar{P}$  car la consommation agrégée peut acheter l'ensemble  $Q(P)$  pour le même coût total  $P$ . En

conséquence les prix non discriminatoires  $\bar{P}$  sont plus favorables aux consommateurs que les prix  $P$  (voir le graphique n°2.7).

**Graphique n°2.7 : L'effet de la réglementation price cap de recette moyenne**



Source : Armstrong, Cowan et Vickers, 1993.

#### 4.2.1.4 Les Tarifs optionnels

Une façon naturelle de réglementer la discrimination des prix consiste à permettre à la firme de discriminer, autant qu'elle le souhaite, afin d'éviter une situation de non consommation, pire que le régime de prix uniforme. Ceci équivaut à une situation où la firme offre aux consommateurs l'option d'un prix uniforme ou l'option selon laquelle la firme ne peut augmenter aucun prix au delà du niveau de non discrimination.

Dans ce contexte de discrimination de prix de second degré, le tarif uniforme est linéal quand le prix pour chaque unité de produit est  $\bar{P}$ . Dans le cas du tarif optionnel, il est permis à la firme d'offrir un tarif non linéal  $T(q)$  sous la contrainte  $T(q) \leq \bar{P}q$  pour tout  $q$ .

La réglementation par tarif optionnel induit un niveau de bien être supérieur à celui que procure un régime non discriminatoire. Néanmoins, si l'on compare le bien être de cette réglementation à celui d'une réglementation des recettes moyennes le résultat est ambigu. Finalement, comme pour la réglementation des recettes moyennes, les exigences

d'information pour mettre en place un régime de tarifs optionnels sont minimales, car il faudrait contrôler tout tarif en dessous du tarif uniforme offert par la firme  $T(q) = \bar{P}q$ .

#### 4.2.2 Les formes dynamiques de la réglementation *price cap*

La réglementation est clairement un processus dynamique car les décisions prises par la firme dans le passé affectent les options d'aujourd'hui et de demain.. Cette section traitera des aspects dynamiques de la réglementation tels que le retard pris par le régulateur pour inciter des réductions de coût, la référence au passé dans le comportement de la firme.

##### 4.2.2.1 Le mécanisme de Vogelsang-Finsinger (1979)

Applicable aux entreprises de rendements d'échelle croissants, le modèle de Vogelsang-Finsinger (1979) réduit les informations nécessaires du régulateur, telles que les conditions de production  $\theta$  et leur distribution de probabilité  $f(\theta)$ , et cherche à maximiser le surplus collectif non pondéré sous une contrainte de faisabilité<sup>83</sup>. Ce surplus est exprimé en termes de fonction de production de type néoclassique<sup>84</sup> :

$$\max_{y_t, k} S = A(y_1, \dots, y_T) - \sum_{t=1}^T V(y_t, w, k) - \beta k, \quad (88)$$

où le premier terme représente l'utilité cumulée de consommation totale, le deuxième, le coût total basé sur la fonction de production  $y_t$ , le prix de la main d'œuvre  $w$  et le capital et,  $\beta$  le coût unitaire du capital  $k$  ; le surplus collectif est égal à la différence entre l'utilité cumulée moins le coût total.

La même fonction objectif d'un autre point de vue peut être définie à l'égard d'une entreprise qui maximise son profit pour chaque période consécutive  $t$ ,  $t \in N = \{1, 2, \dots, \infty\}$ , et

---

<sup>83</sup> Vogelsang I. et Finsinger J., 1979, A Regulatory Adjustment Process of Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms, Bell Journal of Economics, 10, p157-171.

<sup>84</sup> Ici on utilise la proposition de Panzar, selon laquelle pour un grand système électrique, il serait plus raisonnable de supposer que l'effet combiné de plusieurs technologies, des centrales nucléaires jusqu'aux turbines à gaz, conduit à une fonction de production de type néoclassique. Panzar John, 1976, A Neoclassical Approach to Peak Load Pricing, Bell Journal of Economics, 7 :2, p521-30.

fait face à une fonction de coût  $C(q_t)$  et à une fonction de demande  $q(p_t)$  invariable dans le temps.

Dans ce modèle, la firme choisit un prix parmi ceux proposés par le régulateur. Pour sa part, le régulateur, censé ne pas connaître *ex ante* les deux fonctions, peut observer les prix réalisés  $p_t$ , les quantités produites  $q_{t-1}$  et le coût total de la période précédente ( $t-1$ ) d'après les moyens comptables.

Dans ces conditions le mécanisme incitatif de Vogelsang-Finsinger permet au régulateur d'introduire un ensemble de prix d'ajustement (RAP), qui est défini de la manière suivante :

$$RAP := \{p_t | p_t q_{t-1} - C(q_{t-1}) \leq 0\}. \quad (89)$$

Cette expression nous montre qu'à la période  $t$ , la firme a le prix qui lui procure un profit lorsqu'on applique la contrainte au niveau de l'output et du coût *ex ante*. En fait, c'est le régulateur qui oblige l'entreprise à réduire ses prix à chaque période en fonction de la marge de profit obtenue à la période précédente.

En conséquence la firme est obligée de maximiser son profit *ex post*, de sorte qu'il soit positif :

$$\max_{p \in RAP} \left[ \sum_t p_t q_t(p) - C(q(p)) \right], \quad (90)$$

ce qui nous démontre que les quantités du profit maximisé actuel servent de base pour négocier les prix de la période suivante<sup>85</sup>.

L'essentiel du mécanisme incitatif de Vogelsang-Finsinger se situe dans une sorte de *feed-back*, où le surplus supplémentaire produit à certaine période appartiendrait à la firme comme un extra-profit mais il serait donné, à la période suivante, aux consommateurs au travers mécanisme incitatif. La contrainte RAP en (89) protège les consommateurs contre de la montée des prix, en empêchant une distorsion d'Averch-Johnson.

En termes mathématiques, la contrainte RAP est un hyperplan tangent à la surface d'indifférence de la fonction objectif. Dès lors, la convexité du surplus collectif permet à Vogelsang et Finsinger, dans son processus itératif, de remplacer l'hyperplan RAP par la

---

<sup>85</sup> Bös Dieter, 1994, Pricing and Price regulation : An Economic Theory for Public Enterprises and Public Utilities, Elsevier Science, Amsterdam, p267.

surface d'indifférence de la fonction objectif. Chaque changement itératif de RAP est équivalent à un incrément du surplus collectif que la firme doit obtenir, jusqu'à ce qu'un optimum de Ramsey-Boiteux soit atteint.

Comme le démontre Sappington (1980), ce modèle malheureusement implique que des incitations non souhaitables soient faites à la firme pour augmenter les coûts à long terme, par exemple lorsqu'elle n'introduit pas d'innovations techniques réductrices des coûts<sup>86</sup>. Selon Vickers-Yarrow (1988), gaspiller aujourd'hui, dans l'approche de Vogelsang-Finsinger, augmente le niveau permis des prix de demain et par conséquent le profit à long terme<sup>87</sup>.

En outre, le problème majeur de cette approche réside dans la contradiction qui s'instaure entre d'une part le caractère statique des fonctions de coût et de demande (hypothèse de stationnarité de l'environnement) et de l'autre, la forme dynamique que prend le modèle lors de son application (l'entreprise devrait maximiser le profit à chaque période). Si bien que non seulement le progrès technique mais encore l'augmentation de la demande permettent à la firme l'obtention d'un extra-profit significatif. En revanche, la diminution de la demande ou l'inflation générale menacent la faisabilité du mécanisme.

A la différence de l'approche bayésienne, le modèle de Vogelsang-Finsinger est basé sur la condition de l'ignorance du régulateur autant du type  $\theta$  que de sa distribution de probabilité  $f(\theta)$ , ce qui l'empêche de formuler *ex ante* la fonction objectif de type Bayésien<sup>88</sup>. Le but du modèle est de modifier la réglementation de type *cost plus*, afin de ne pas laisser à la firme réglementée une rente excessive au détriment des consommateurs, et malgré le fait que le régulateur et la firme ne peuvent observer effectivement le surplus des consommateurs.

---

<sup>86</sup> Sappington D.E.M., 1980, Strategic Firm Behavior under a Dynamic Regulatory Adjustment Process, Bell Journal of Economics, 11, p360-72.

<sup>87</sup> Vickers J. et Yarrow G., 1988, Privatization : An Economic Analysis, Cambridge, Mass, MIT Press, 106.

<sup>88</sup> En prenant la distorsion du côté de l'offre, dans l'approche Bayésien, l'asymétrie d'information de la demande n'est pas considérée comme très grande. En revanche, cette asymétrie dans le cas de Vogelsang est déterminante d'emblée. Ici, le problème concerne plutôt l'inefficacité allocative en tant que résultat de la distorsion du système de prix.

#### 4.2.2.2 La réglementation par indice de Laspeyres

Dite aussi réglementation de « tarif basket », ce mécanisme ne nécessite pas d'information sur les coûts antérieurs. Le régulateur doit vérifier que le prix de la firme, en la période  $t$ , respecte la condition suivante :

$$\left\{ P \left| \sum_{i=1}^n P_i Q_i^{t-1} \leq \sum_{i=1}^n P_i^{t-1} Q_i^{t-1} \right. \right\} \quad (91)$$

Ainsi, les prix de la firme dans la période  $t$  doivent être tels que si la firme produit en  $t$  la même quantité qu'en  $t-1$ , les coûts de production ne soient pas supérieurs à ceux de la période précédente.

En outre, la maximisation du profit de la firme myope sous la contrainte (91) se présente de la manière suivante :

$$\Psi = \sum_{i=1}^n P_i^t q_i^t - C(q_i^t) + \sum_{i=1}^n \lambda_i [x_i^t(P_i) - y_i^t(P_i) - q_i^t] + \gamma \left[ \sum_{i=1}^n P_i Q_i^{t-1} - \sum_{i=1}^n P_i^{t-1} Q_i^{t-1} \right] \quad (92)$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial p_k^t} = q_k^t - \sum_{i=1}^n \lambda_i^t \frac{\partial \hat{q}_i^t}{\partial p_k^t} - \gamma q_k^{t-1} = 0$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial q_i^t} = p_i^t - c_i^t - \lambda_i^t = 0$$

$$q_k^t - \gamma q_k^{t-1} = - \sum_{i=1}^n (p_i^t - c_i^t) \frac{\partial \hat{q}_i^t}{\partial p_k^t}, \quad (93)$$

ce qui signifie que dans un équilibre à long terme, les prix et les quantités sont fixes. En conséquence, les tarifs issus de l'application de ce type de réglementation sont des tarifs Ramsey, conformes à un optimum de second rang. Selon Armstrong et alii. (1994), l'expression (86) montre que pour une firme non myope maximisant son profit sous la contrainte (84), les prix d'équilibre à long terme (en forme similaire au mécanisme de Vogelsang-Finsinger d'ailleurs) satisfont les conditions de Ramsey. Pendant la période de contrôle donc, le surplus des consommateurs doit être stable grâce à cette réglementation.

Le mécanisme de « tarif basket » offre aussi un intérêt par rapport au bien être dans la mesure où il contraint la firme à garder ses prix fixés au niveau initial  $P^0$ . Le surplus du consommateur augmente à chaque période et la valeur actuelle des profits excède la valeur actuelle des flux de profit par rapport au prix fixé, car la contrainte (84) permet toujours à la firme de choisir les prix initiaux  $P^0$  quand elle le veut.

Contrairement au mécanisme V-F, le *price cap* de « tarif basket » n'exige pas de la firme de rétrocéder les anciens profits aux consommateurs, de sorte qu'il ne génère pas une efficacité allocative totale et n'élimine pas les rentes de la firme à travers le temps. La réglementation précise et définitive n'existe pas dans la pratique. Le régulateur est obligé d'observer les coûts réels et de les prendre en compte pour fixer périodiquement les plafonds. Armstrong et al. (1994) suggèrent dans ces conditions un système mélangé entre le « tarif basket » et le V-F.

Certaines versions de ce type de mécanisme ont été appliquées en Angleterre aux télécommunications et aux entreprises d'eau, mais la contrainte (84) a été modifiée afin de permettre des « améliorations normales » de productivité en ajoutant le facteur  $X$  de la façon suivante :

$$\left\{ P \left| \sum_{i=1}^n P_i^t Q_i^{t-1} \leq (1-X) \sum_{i=1}^n P_i^{t-1} Q_i^{t-1} \right. \right\}. \quad (94)$$

#### 4.2.2.3 Le *price cap* de recette moyenne dynamique

La réglementation de recette moyenne peut être appliquée autant dans un contexte dynamique que statique, avec la contrainte (85) qui doit être ajustée à chaque période  $t$ . En termes pratiques, le problème se présente au moment où la demande totale dans la période  $t$ ,  $Q^t$ , n'est connue précisément qu'en fin de période, tandis que les plafonds des prix sont fixés tout au début. Dès lors, lorsque les prix plafonds sont mis en place, il est impossible de vérifier *ex ante* s'ils satisfont ou non la contrainte de revenu pour chaque période.

Afin d'éviter ce problème, une réglementation alternative et dynamique de revenu moyenne a été déployée aux Etats-Unis, pour réglementer des services de l'AT&T. Comme dans la section statique, le régime ne fonctionne que pour les produits mesurables et dans ce cas, la contrainte pour une période  $t$  et un prix  $P^t$  est la suivante :

$$\left\{ P \left| \sum_{i=1}^n P_i Q_i^{t-1} \leq \sum_{i=1}^n \bar{P} Q_i^{t-1} \right. \right\}, \quad (95)$$

où  $\bar{P}$  est le plafond mis en place par le régulateur pour la période courante. C'est une version dynamique de la réglementation de recette moyenne statique qui utilise plutôt les prix précédents pour définir la recette moyenne.

En fait, pendant les dernières années, cette réglementation a été modifiée aussi bien en Angleterre qu'aux Etats Unis afin de prendre en compte certaines améliorations de productivité et d'efficacité par le biais des facteurs déterminés.

#### 4.2.2.4 La réglementation par le *price cap* de facteur *RPI-X*

L'aspect principal de cette forme de contrôle de prix réside dans le fait que pour une période déterminée en forme préalable, quatre ou cinq années, la firme met en œuvre des changements de prix, dans la mesure où le prix moyen d'un panier spécifique de ses services ou marchandises ne doit pas dépasser le facteur *RPI-X* (défini par l'indice de prix de détail ou le taux d'inflation), où le facteur *X* est décidé par le régulateur. A la fin de la période ce facteur peut être modifié par le régulateur et ainsi de suite<sup>89</sup>.

En fait, il s'agit du régime de plafond de recette moyenne, auquel a été adapté le taux *RPI-X* pour faire évoluer le plafond à ce taux, ce qui s'exprime de la façon suivante :

$$\left\{ P \left| \sum_{i=1}^n P_i Q_i^t \leq (1 + RPI - X) \bar{P}^{t-1} \sum_{i=1}^n Q_i^t \right. \right\}, \quad (96)$$

Au début, cette réglementation a été mise en place en Angleterre, comme une alternative à celle par taux de rendement ou *cost plus* qui avait été largement appliquée aux Etats-Unis. Divers travaux<sup>90</sup> ont souligné les avantages du régime *RPI-X* et s'accordent notamment sur trois points :

- i) *RPI-X* est moins vulnérable que *cost plus* à l'égard de l'inefficacité et de la surcapitalisation (effet d'Averch- Johnson), car la firme a le droit de garder son profit pendant la période spécifiée. Cela préserve l'efficacité productive dont une partie des consommateurs peut bénéficier par le biais des prix.
- ii) *RPI-X* donne à la firme davantage de flexibilité afin d'ajuster la structure des prix dans un panier, sans contraintes sur les prix hors du panier.

---

<sup>89</sup> Littlechild S. et Beesley M., 1989, The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom, Rand Journal of Economics, vol. 20, N°3, p455.

<sup>90</sup> Littlechild (1983), Vickers et Yarrow (1988), Johnson (1989).

- iii) *RPI-X* s'applique facilement à la fois par l'opérateur et par le régulateur. Elle est plus transparente et plus précise sur les paramètres qui inquiètent les consommateurs.

En ce qui concerne les inconvénients, on note que *X* doit toujours être ajusté de manière répétitive pour assurer un taux de rendement raisonnable, sinon il se produit des inefficacités allocatives.

## **Section 5 La réglementation par comparaison ou « yardstick competition »**

Il n'est pas abusif de considérer que l'aspect le plus important des nouvelles théories de la réglementation concerne l'accent mis sur le rapport entre les incitations et la recherche de l'information dans le processus de réglementation. En pratique, si le régulateur n'est pas bien informé sur les conditions industrielles, la réglementation constitue un moyen pour les firmes d'obtenir des rentes considérables, tout en profitant de leur monopole sur l'information.

La réglementation par comparaison est une forme de réglementation pour quelques monopoles régionaux qui cherche à induire une forme de concurrence à partir de mécanismes réglementaires, à fléchir le monopole de l'information de certaines firmes et, dès lors, à améliorer les termes du marché pour une efficacité productive, allocative et distributionnelle. C'est une récompense donnée à une firme selon sa performance à l'égard des autres firmes.

Désormais, ce ne sont pas les coûts de la firme réglementée qui se trouvent au centre du processus, mais les coûts d'un ensemble d'entreprises qui sont à la fois comparées et concurrentes. Ainsi, le prix étant fixé de manière exogène, en prenant par exemple le niveau du coût moyen de l'ensemble, une situation de pseudo-concurrence s'est produite qui aboutit graduellement à un équilibre de Nash où chaque firme maximise ses efforts afin de réduire ses coûts jusqu'à ce que s'égalisent les bénéfices et les coûts.

Selon le modèle, on considère le cas de deux entreprises qui opèrent sur deux marchés indépendants, où firme produit une unité d'un produit. Le coût de la firme  $i$  est :  $c_i = \theta_i - e_i$ . Ici  $\theta$  est le paramètre de coût exogène et  $e_i$  le coût spécifique de l'effort pour produire  $i$  (Armstrong et alii., 1994).

Le régulateur peut observer chaque coût de la firme et il a la capacité d'établir un prix pour la firme  $i$  qui est dépendant à la fois de son propre coût  $c_i$  et du coût de l'autre firme :

$c_j : P_i = P_i(c_i, c_j)$ . Ici les coûts sont corrélatifs, de sorte qu'un effort donné d'une première firme intégré dans un coût déterminé, implique un niveau de coût parallèle dans la seconde firme. On considère le cas simple où les prix sont linéaux en  $c$  :

$$P_i(c_i, c_j) = \bar{P} + (1 - \rho)c_i + \rho K c_j, \quad (97)$$

où  $P_i$  représente le profit total de la firme lorsque les paramètres  $\bar{P}$ ,  $\rho$  et  $K$  sont déterminés, sachant que  $\rho$  est relatif au niveau de coût de chaque firme et que  $K$  reflète la sensibilité du prix de l'une des firmes à l'égard de l'autre. Etant donné (90), l'espérance et la variance du profit de la firme  $i$  sont égales à :

$$E[\pi_i] = \bar{P} - \rho(\mu - e_i) + \rho K(\mu - e_j) - \frac{1}{2}e_i^2, \quad (98)$$

$$\text{var}[\pi_i] = \rho^2 \sigma^2 [1 + K^2 - 2Kr], \quad (99)$$

Dès lors, chaque firme peut choisir un niveau d'effort  $e^* = \rho$ . Chaque firme maximise son utilité attendue, lorsqu'elle veut faire face à la règle (96), soit :

$$\bar{P} - \rho(1 - K)(\mu - \rho) - \frac{1}{2}\rho^2 - \frac{1}{2}\gamma\rho^2\sigma^2[1 + K^2 - 2Kr]$$

qui doit être supérieur à un certain niveau d'utilité réservé  $\pi_1$ . Le régulateur souhaite toujours minimiser la somme des prix attendus par les firmes qui participent de ce régime. Si bien que le régulateur après la substitution de  $\bar{P}$  dans la contrainte de participation, doit choisir  $\rho^*$  et  $K^*$  de sorte qu'ils soient égaux à :

$$\rho^* = \frac{1}{1 + \gamma\sigma^2(1 - r^2)}, \quad (100)$$

$$K^* = r, \quad (101)$$

En sachant que  $K^*$  de (94) est toujours non négative, le régulateur sait que quand il fixe un coût élevé pour une firme, cela peut entraîner un prix élevé pour l'autre.

Le paramètre  $r$  s'est révélé comme le plus important. Si  $r=0$ , il n'y a pas de corrélation entre l'insécurité des deux firmes et le régulateur doit donc ajuster  $K^* = 0$ , ce qui fait que le prix d'une firme ne dépend pas du coût de l'autre.

Lorsque les firmes sont parfaitement corrélatives  $r=1$ . Alors le prix de l'une ne dépend que de l'autre, ce qui constitue le résultat de l'effort du premier rang en  $e^* = 1$ . et sécurise chaque firme.

L'exemple montre que dans un scénario où il existe plusieurs monopoles régionaux avec information corrélative, l'efficacité de la réglementation est améliorée par le jeu de la concurrence par comparaison, par rapport à la situation dans laquelle chaque firme est réglementée en forme indépendante. Ceci est dû à une appréciation plus précise du régulateur (pour inférer le niveau d'effort d'une firme en regardant ses coûts), autorisée par l'observation des coûts de réalisation d'une deuxième firme.

Le paiement total fait par le régulateur dans cette réglementation, sous la condition des prix (90) est :

$$2(\mu - \rho) + \rho^2 + \gamma\rho^2\sigma^2[1 + K^2 - 2Kr] + 2\pi_1, \quad (102)$$

En substituant (93) et (94), le paiement minimum aux deux firmes est :

$$L_{sep} = 2\mu - \frac{1}{1 + \gamma\sigma^2(1 - r^2)} + 2\pi_1, \quad (103)$$

Il faut remarquer en (96) que le paiement total diminue quand le degré de corrélation  $r$  augmente, c'est-à-dire, que plus une firme est informée sur les coûts de l'autre, plus la concurrence par comparaison est effective.

La mise en œuvre de cette forme de réglementation dépend de la possibilité de comparer plusieurs entreprises. Les industries électriques utilisent des équipements standardisés et on peut dire par exemple que le kilowattheure représente une mesure d'énergie universelle. Pourtant, la situation de monopole naturel dans une région déterminée fait que la comparaison entre firmes différentes situées en zones différentes devient compliquée car les conditions de la demande sont radicalement différentes. De plus, les méthodes de comptabilité, variables d'une région à l'autre notamment à l'égard du capital, font que les résultats de cette comparaison sont peu fiables pour asseoir cette forme de réglementation.

## Conclusions du chapitre 2

La confrontation des hypothèses théoriques aux faits réels constitue le moteur du développement épistémologique. D'un point de vue historique, l'économie industrielle, aussi vieille que l'industrie, est obligée non seulement de suivre les mutations techniques mais encore de se situer en amont pour remplir un rôle positif et normatif. C'est le grand défi auquel l'économie de la réglementation est confrontée en permanence.

Dans la seconde moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, les chocs pétroliers des années 1970 se trouvent au cœur des mutations technologiques, économiques et politiques auxquelles l'économie de la réglementation a dû répondre. C'était aussi le départ d'une rénovation de l'économie industrielle. Pourtant, toutes les tendances de la « Nouvelle Economie Industrielle » ont été forgées dans « l'histoire de longue durée » des sciences économiques, notamment dès que les sciences économiques sont devenues autonomes à partir de la révolution industrielle anglaise.

La fin du 19<sup>ème</sup> siècle et le début du 20<sup>ème</sup> siècle marquent le déplacement de l'hégémonie économique anglaise au profit des Etats Unis. C'est l'époque où les monopoles industriels modernes ont commencé à apparaître, notamment sous la forme des industries de réseaux. Confronté aux abus des monopoles et afin de protéger l'industrie des conséquences néfastes de la concurrence anarchique et de permettre une « *workable competition* », le nouveau centre hégémonique a créé les lois antitrust dont le Sherman Act constitue le symbole emblématique de l'action des autorités de régulation pour défendre le libéralisme contre lui-même.

Si l'Europe a constitué les fondements théoriques de l'économie, ceux-ci ont été repris aux Etats Unis pour lutter contre les abus des monopoles et les placer sous le contrôle public. Ainsi, à côté des lois antitrust, des systèmes réglementaires ont été mis en place notamment celui du taux de rendement.

Né aux Etats Unis dans les années 1970, le mouvement de déréglementation conjugue trois processus : la privatisation ou transfert de droits de propriété du secteur public vers le privé, la libéralisation ou l'ouverture à la concurrence d'anciens marchés monopolisés et enfin, la déréglementation proprement dite ou la modification des mécanismes réglementaires mis en œuvre pour contrôler ces marchés. Ces mutations réglementaires se sont répandues de par le monde dans les deux dernières décennies.

L'efficacité productive et allocative ont constitué les cibles des différents systèmes réglementaires conventionnels, soit pour atteindre une utilisation optimale des facteurs de production, soit pour fournir les services ou biens en conditions de quantité, de variété et de prix convenables. La « Nouvelle économie industrielle » a introduit au cœur de la déréglementation la problématique de l'information.

La « Nouvelle économie industrielle » s'appuie sur trois tendances : la théorie des marchés contestables, la théorie de la stratégie de la firme qui a introduit les notions d'asymétrie, d'irréversibilité et d'incertitude informationnelles et, enfin, la théorie des jeux.

La déréglementation nord américaine, en exportant ces idées sur la base du principe de la réduction de l'Etat au minimum, a fait école à l'extérieur.

Le mouvement de déréglementation qui a pris naissance aux Etats Unis s'est ensuite propagé à l'Angleterre où le système de plafond de prix a été mis en œuvre. Par la suite aux Etats Unis le système du taux de rendement a été graduellement remplacé par le système du plafond de prix, censé être incitatif et révélateur d'information.

La déréglementation par comparaison (Yardstick competition), utilisée au Chili et au Brésil, peut constituer un outil pour réglementer les entreprises de distribution. Ici, la définition de l'entreprise modèle censée être la base de la comparaison, s'est avéré un facteur déterminant.

**PARTIE 2 LA DEREGLEMENTATION DU  
SECTEUR ELECTRIQUE EN AMERIQUE  
LATINE : LE CAS DE L'ARGENTINE, DU  
BRESIL, DU CHILI ET DE LA COLOMBIE**

## **Chapitre 3 La déréglementation en Amérique Latine entre deux modèles pionniers : le Chili et l'Angleterre**

### **Introduction**

Après une expérience de plus de deux décennies du modèle chilien et d'une décennie du modèle britannique, il semble que ce soit ce dernier qui ait été retenu comme paradigme de marché électrique concurrentiel et qui ce soit largement répandu dans le monde entier<sup>1</sup>. Ainsi, toute la complexité du modèle anglais, conjuguant le triptyque « privatisation, libéralisation et déréglementation », a été adoptée par de nombreux pays.

Certes, chaque pays l'a repris à sa manière et modelé à son gré, de sorte que l'on ne trouve pas deux systèmes semblables, chacun ayant sa propre structure et ses propres règles. Néanmoins, ces systèmes ont en commun l'objectif d'être efficaces en encourageant l'amélioration du service, tout en baissant les prix à la consommation (Sioshansi, 1999).

Hunt et Shuttleworth (1996) précisent quatre modèles de structure de marché électrique en fonction du degré de concurrence :

- i) Le modèle 1 n'implique aucune concurrence.
- ii) Le modèle 2 nécessite un acheteur unique qui incite à la concurrence dans la production, et qui achète toute l'énergie pour la revendre aux monopoles distributeurs.
- iii) Le modèle 3 est celui où les Discos peuvent choisir leurs fournisseurs. Ceux-ci rivalisent sur le marché de la production. Dès lors, la concurrence s'organise sur le marché de gros.
- iv) Dans le modèle 4, tous les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur, ce qui implique une concurrence totale.

Tenenbaum et al. (1992) proposent une autre typologie de modèles de marché électrique, à savoir :

---

<sup>1</sup> C'est l'opinion de plusieurs auteurs notables. Il s'agit de Littlechild Stephen, 2001, *Electricity : regulatory Developments Around the World*, The Beesley Lectures on Regulation Series XI, London, p1 et suivantes. Ruff Larry, 1999, *Competitive Electricity Markets : Why they are working and How to improve them*, NERA, p3. Henney Alex, 1998, *Contrasts in Restructuring Wholesale Electric Markets : England/Wales, California and the PJM (Pennsylvannie, New Jersey, Maryland marché)*, *The Electricity Journal*, vol.11, issue 7, pages 24-42, Elsevier Science Inc., p2.

- i) Le modèle 1 est la structure traditionnelle aux Etats-Unis, caractérisée par l'intégration verticale des monopoles privés, avec une concession régionale déterminée.
- ii) Le modèle 2 est le modèle 1, avec une concurrence dans la production. Les Etats-Unis auraient commencé à construire ce modèle à la suite de l'acte PURPA (1978) qui obligeait les firmes à acheter aux IPPs.
- iii) Le modèle 3 est une expansion du modèle 2 à la transmission, par le biais de la règle de l'accès des tiers au réseau (ATR).
- iv) Le modèle 4 est le modèle du Pool qui nécessite la dé-intégration complète de la chaîne électrique et un transporteur indépendant qui contrôle le dispatching.

Selon Bacon (1995), il n'existe pas de modèle unique applicable à tous les pays et toutes les situations. Plusieurs éléments appuient cette affirmation : les objectifs de la déréglementation, les différences de conditions locales et enfin, la nature du système concernant la taille, les ressources énergétiques et la croissance. Tous ces facteurs impliquent le choix d'une solution nécessairement différente, en fonction des besoins de chaque système.

Sioshansi (1999), Henney (1998), Ruff (2001) et Millan (2000) proposent une méthode pour comprendre pourquoi tel pays a adopté un modèle déterminé, ainsi qu'une grille d'analyse des éléments fondamentaux du système permettant de mieux saisir son fonctionnement et de procéder à son évaluation.

En fait, autour de la question clef posée par les décideurs des politiques réglementaires - quelle est la structure de marché la mieux placée pour notre cas ici ?- Sioshansi (1999) souligne qu'il n'y pas de modèle unique malgré la liste déjà longue des pays qui ont fait des réformes dans le monde. Chaque marché a sa propre structure, ses propres règles et ses propres exigences. A la base de telles différences, il retient deux raisons fondamentales.

La première, qualifiée de « point de départ », relève les conditions géographiques, historiques et politiques de la production électrique, les ressources naturelles en combustibles ainsi que la propriété et le contrôle de l'infrastructure. La seconde, qui est le « point d'arrivée », se résume par la métaphore suivante : « il est question de différents chevaux pour différentes courses »<sup>2</sup>. L'auteur fait ainsi référence à la politique des pays du Nord, qui déréglementent pour introduire de la concurrence dans une industrie mature afin de la rendre

---

<sup>2</sup> Sioshansi P., Morgan C, 1999, p2.

plus efficace, plus transparente et de baisser les coûts, par rapport à celle des pays du Sud, où des structures inadéquates provoquent des coupures chroniques, et où les réformes ont pour objectif d'attirer des investissements étrangers pour faire face à une demande accrue d'énergie (Sioshansi, 1999).

Selon Millan (2000), le mouvement de déréglementation a commencé au Chili en 1982 et en Angleterre (1987) puis, par vagues successives, s'inspirant du modèle anglais, en Argentine (1991), en Norvège et en Colombie (1992). Ces pays, de la première génération, ont été rejoints par une deuxième génération de pays, l'Espagne (1996), l'Australie et les Etats Unis (1997) et enfin le Brésil (1999).

Dans la plupart des cas, des améliorations ont pu être introduites, par exemple en Argentine, sur la base des erreurs commises par les pays pionniers. Mais, parfois, l'application systématique du modèle à des réalités énergétiques différentes a entraîné d'importants coûts économiques et sociaux. C'est le cas, notamment pour les systèmes à prédominance hydraulique. En revanche, certains pays comme la Norvège ont privilégié un modèle (à dominante hydraulique), adapté à leur réalité historique et géographique, avec « des résultats apparemment satisfaisants sur une période relativement longue »<sup>3</sup>.

A l'opposé, selon Littlechild (2001), les expériences de déréglementation électriques des deux dernières décennies se sont déroulées à partir d'un modèle standard, celui de l'Angleterre, qui a été repris par plusieurs pays. Deux types d'applications émergent ; d'une part, il peut s'agir d'appliquer un modèle standard, adapté aux besoins de chaque pays<sup>4</sup>; d'autre part, il est possible de se baser sur les anciennes applications en les modifiant à la lumière de l'expérience.

Le modèle standard définit tout d'abord une entreprise de transmission, qui agit en tant que monopole naturel, puis des entreprises de production appartenant au secteur privé, qui agissent dans le marché du « Pool »<sup>5</sup> avec des offres, un marché de détail ouvert en tout ou partie à la concurrence des réseaux de transmission et de distribution et, enfin, un corps

---

<sup>3</sup> Millan Jaime, 2000, La Segunda Generacion de Bolsas de Energia : Lecciones para America Latina, Banco Interamericano de Desarrollo, p1.

<sup>4</sup> Par exemple celui que la Banque Mondiale tente d'appliquer dans les pays du Sud qui ont des marchés de petite taille, jusqu'à 1000 MW de capacité installée, où la concurrence semblerait impraticable.

<sup>5</sup> Le marché du Pool est une source commune de marchandises ou services, qui est disponible pour un groupe de personnes afin qu'elle puisse être utilisée si nécessaire. Oxford, Advanced Learner's Dictionary.

régulateur indépendant. « Ce type de modèle a été appliqué aussi bien dans les pays sous-développés que dans les pays développés »<sup>6</sup>.

Selon Ruff (2001), l'incidence du Pool anglais sur l'Amérique Latine est devenue paradigmatique. Ce modèle a été adapté à diverses situations notamment en Argentine, en Colombie, au Pérou et dernièrement au Brésil. Il faut prendre en compte aussi la métamorphose qu'a subie le modèle anglais à la fin des années 1990, où ses mutations l'ont même conduit à basculer vers le NETA en abandonnant le pool.

Les premières vagues de déréglementation sont apparues dans les années 1970 et ont pénétré toute l'Amérique Latine, suscitant de larges débats. Plusieurs questions émergent de ces débats, sur lesquelles cette partie tente d'apporter quelques éléments de réponse, en tirant toutes les leçons possibles des réformes passées :

- Comment peut-on mieux équilibrer l'offre et la demande dans un marché énergétique ?
- Quelle est la structure de marché la mieux placée pour un marché déterminé ?
- Quels sont les principes basiques d'un cadre régulateur et quel le rôle de l'Etat ?
- Les mécanismes centralisés et obligatoires des enchères sont-ils toujours nécessaires au bon fonctionnement du marché ?
- A-t-on ou non atteint l'objectif de produire les services à moindre coût ?
- L'accès de tous aux services jugés indispensables est-il encore assuré ?
- Les pouvoirs publics peuvent-ils, s'ils le souhaitent, réduire les inégalités entre usagers des services ?

Globalement, ces questions se ramènent à deux grandes problématiques. La première tourne autour de l'efficacité des nouvelles formes de régulation. Ici, afin de faire le bilan des coûts et des avantages, un travail d'évaluation méthodique s'impose car toute réforme peut à la fois supprimer des gaspillages et amener de nouveaux coûts. De plus, un tel type de réforme qui peut s'avérer ici efficace, peut susciter ailleurs trop de coûts ou tout simplement, elle peut être inappropriée par rapport à la réalité économique, politique, énergétique voire culturelle. La même réforme n'est pas nécessairement reproductible partout dans le monde.

La seconde concerne l'exercice de la solidarité : il est nécessaire de savoir si les nouvelles réformes tiennent compte des insuffisances des réseaux en matière de solidarité.

---

<sup>6</sup> Littlechild Stephen, 2001, Electricity : regulatory Developments Around the World, The Beesley Lectures on Regulation Series XI, London, p1.

C'est la recherche d'un nouvel équilibre entre équité, efficacité et participation qui se trouve donc au cœur du débat (Stoffaës, 1995).

Cette deuxième partie étudie les déréglementations qui ont eu lieu en Amérique Latine dans le cadre des mutations par génération. Selon cette démarche, les déréglementations de chaque pays sont définies et comparées au modèle standard anglais. Ainsi, dans ce troisième chapitre, les modèles pionniers chilien et argentin sont étudiés, afin de les comparer, dans le quatrième chapitre, aux expériences des autres pays. Il faut noter que le modèle britannique a subi de nombreuses modifications, autant en Angleterre qu'ailleurs, au fur et au mesure de l'application des déréglementations dans le monde (Littlechild, 2001).

### **Section 1 Le Chili : le pionnier de la privatisation en Amérique Latine**

Au lendemain de la deuxième guerre mondiale, le Chili fut le premier pays en Amérique Latine à privatiser son secteur électrique, à la suite de la chute du gouvernement de Salvador Allende. Selon Tohá (1995), la réforme du secteur énergétique chilien fut liée aux transformations économique-politiques expérimentées par le pays pendant la période 1973-1994, période qui a débuté par une dictature contestée<sup>7</sup>. Larrain (1996) va plus loin lorsqu'il affirme que « dans le cas du Chili, le processus de transformation de l'économie et de la société dont les privatisations ne sont qu'un élément, ne peut s'expliquer sans le coup d'Etat de 1973 »<sup>8</sup>, ce qui suggère une association entre dictature, privatisation et transformation libérale de la société.

Aujourd'hui, la plupart des économistes chiliens s'accordent sur un découpage du processus en trois étapes :

- i) le rétablissement des conditions économiques et financières entre 1974 et 1979,
- ii) la création de la Commission Nationale d'Energie en 1978, jusqu'à la privatisation d'ENDESA<sup>9</sup> en 1989, en passant par la promulgation de la Loi Générale des Services Electriques en 1982 ;
- iii) l'ultime étape qui s'étend du début des années 1990 jusqu'à nos jours.

---

<sup>7</sup> Tohá Jaime, 1995, Estudio sobre la Refoma del Sector Energético en Chile, CEPAL, Comision Economica para America Latina, Santiago, p41.

<sup>8</sup> Larrain G., Winograd C., 1996, Privatisation massive, finances publiques et macro-économie : le cas de l'Argentine et du Chili, dans Revue Economique, vol.47, N°6, Paris, p1375.

<sup>9</sup> ENDESA Entreprise Nationale d'Electricité (Empresa Nacional de Electricidad).

## 1.1 Le rétablissement des conditions économiques et financières (1974-1979)

Au cours de cette étape, on peut relever deux aspects essentiels de la politique économique nationale. D'une part, avec la déréglementation de l'économie, les prix domestiques ont été libéralisés en Octobre 1973, sauf pour une trentaine de biens de consommation de masse qui le seront plus tard. Cette ouverture au marché s'est accompagnée de la libéralisation et de la privatisation du système financier dans les années 1974-75. D'autre part, l'ouverture de l'économie au commerce international, à travers la réduction des droits de douane et l'abolition des barrières administratives et quantitatives, a augmenté la pression concurrentielle à laquelle devaient faire face les entreprises domestiques, et a forcé les entreprises publiques à fonctionner à partir de critères de maximisation de profit (Larrain, 1996).

En ce qui concerne le secteur électrique, cette période se caractérise par une politique de réajustement de tarifs. En fait, il n'était pas question de réformer les critères légaux de tarification en vigueur jusqu'en 1973. Jusqu'à cette date, c'était la Commission des Tarifs qui, en théorie et en appliquant un critère comptable pour évaluer le patrimoine, définissait les prix de manière à ce qu'ils garantissent un taux de retour sur capitaux de 10%<sup>10</sup>. Cependant, dans la pratique, le travail de la Commission ne déterminait pas de façon définitive les tarifs de l'électricité, car « c'était le gouvernement qui les fixait sur la base de critères plus politiques qu'économiques »<sup>11</sup>.

Par ailleurs, au cours de cette étape, la modification de la politique tarifaire ne semblait pas être d'ordre juridique, puisqu'en utilisant la même loi et le même système de prix, le critère politique se traduisait par un résultat opposé : si, au départ, les tarifs étaient fixés de façon à en faire bénéficier le citoyen, après 1973, il était question d'assurer aux entreprises leur financement même si cela altérait le bien-être des consommateurs (Inostroza, 1995).

Ainsi, dans le cadre d'une politique de réforme de l'économie chilienne, l'objectif fut d'amener le secteur électrique à une situation d'alignement des prix de l'électricité sur les prix internationaux, afin d'assurer à ce secteur les conditions de son autofinancement ( Altomonte,

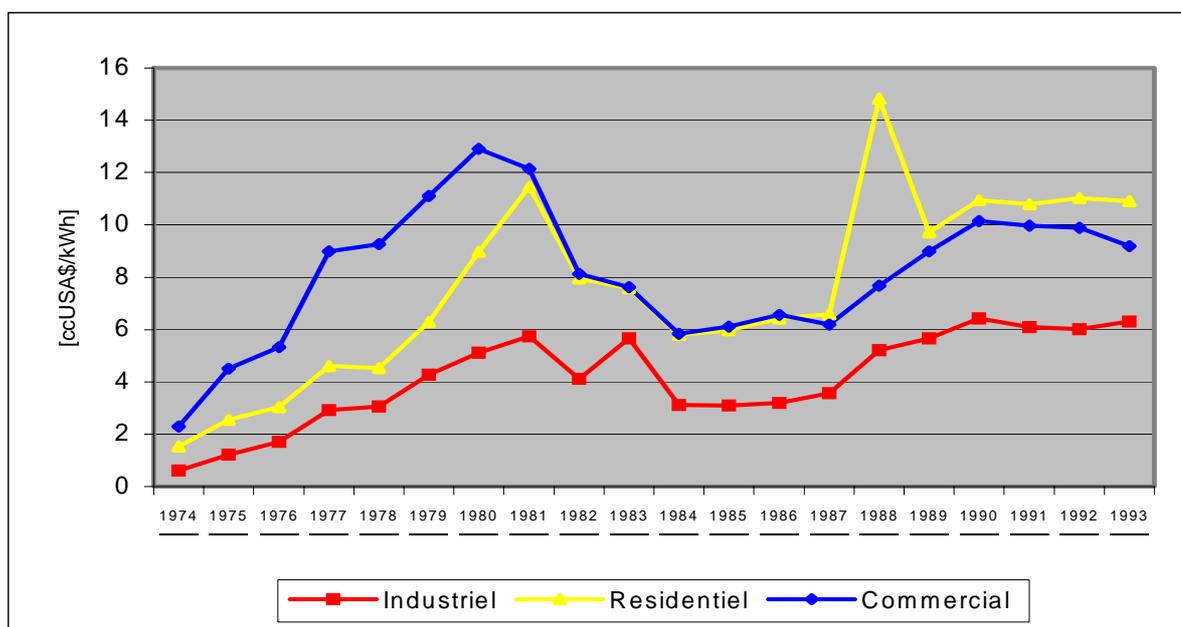
---

<sup>10</sup> Il s'agit des aspects techniques et réglementaires de la troisième loi du secteur électrique qui, à cet égard, ne représente pas de changements par rapport à ce qui avait été défini dans les lois de 1925 (la première) et de 1931 (seconde). Leighton Patricio, 1995, Estudio sobre el Comportamiento de las Empresas Eléctricas en Chile, CEPAL, Santiago de Chile, p4.

<sup>11</sup> Inostroza Gabriel, 1995, Control del Estado y Gestion Empresarial en el Sector Eléctrico de Chile, CEPAL, Santiago de Chile, p5.

2001). Le graphique n°3.1 indique une montée des prix de l'électricité à partir de 1974 jusqu'en 1981, mouvement qui coïncide avec l'affirmation d'Altomonte.

**Graphique n°3.1 : Les prix de l'électricité après la déréglementation au Chili**



Source : Tohá, 1995, p10.

Entre 1974 et 1981, période considérée par Tohá (1995) comme très importante, des modifications plus drastiques des systèmes de tarifs et d'impôts ont été rendues possibles par la déréglementation. Ici, la politique de prix « cherchait à refléter les coûts réels inhérents aux prix d'investissement et d'exploitation, puis, à partir de 1980 initiant la tarification au coût marginal de la production et de la distribution électriques »<sup>12</sup>.

Dans les deux monopoles publics, ENDESA et CHILECTRA, la rationalisation de la gestion du personnel a eu lieu grâce à la externalisation de certains services, comme les activités de construction directe, ce qui « dans le cas d'ENDESA a entraîné une réduction de plus de 3000 travailleurs »<sup>13</sup>.

Au terme de ces mesures, le Chili a pu accéder aux crédits de la Banque Interaméricaine de Développement (BID) et de la Banque Mondiale. Cette arrivée des capitaux a financé les

<sup>12</sup> Tohá Jaime, 1995, p11.

<sup>13</sup> Berstein Juan, 1995, Establecimiento de una política energética basada en el funcionamiento de mercados competitivos y en la participación privada. La experiencia de Chile. CEPAL, Santiago de Chile, p14.

projets les plus urgents et a répondu ainsi à la satisfaction d'une demande croissante d'électricité.

Enfin, selon Berstein (1995), l'un des protagonistes de ce processus, l'idée de la dé-intégration des activités de production et de transmission n'avait pas encore émergé jusqu'en 1978. La participation du privé était, quant à elle, conçue comme un idéal éloigné. « Même à cette époque, au sein des débats, on discutait de l'opportunité de fusionner ENDESA et CHILECTRA en une seule entreprise étatique en suivant le modèle français d'EDF, opportunité écartée étant donné l'orientation politique du gouvernement de l'époque »<sup>14</sup>. Ceci nous permet de comprendre les tâtonnements de l'époque, pour des raisons qui tiennent à l'expérience en déréglementation, mais aussi à l'absence de solutions théoriques sur le sujet.

En résumé, la rationalisation des prix de l'électricité, ainsi que la réforme administrative et de gestion des monopoles publics, n'ont pas permis d'atteindre un degré majeur d'efficacité dans le secteur électrique. Selon Maldonado (1995), parmi ces problèmes, on peut distinguer :

- i) un fort engagement du gouvernement dans le développement du secteur, ce qui signifiait un important financement de l'ordre de 200 millions de dollars par an ;
- ii) l'accroissement du monopole étatique ENDESA ;
- iii) la confusion des rôles réglementaires et d'entrepreneur de l'Etat dans le secteur ;
- iv) l'absence de critères objectifs d'efficacité économique et de procédures transparentes dans la fixation des tarifs.

L'ensemble de ces problèmes, ajoutés aux faiblesses de l'ancienne loi dans un contexte d'inflation élevée, ont provoqué une « rentabilité des entreprises électriques inférieure à celle à laquelle elles pouvaient théoriquement aspirer » (selon la loi)<sup>15</sup>. Cette situation nécessitait des mesures qui dépassaient le secteur électrique et impliquait la recherche de solutions stratégiques pour le gouvernement, allant dans le sens de la privatisation générale, ce qui s'est produit dans les années 1980.

---

<sup>14</sup> Berstein, 1995, p14.

<sup>15</sup> Maldonado P., Marquez M., 1995, Reestructuración energética y desarrollo sustentable : El caso del sector eléctrico chileno, CEPAL, Santiago de Chile, p32.

## **1.2 Deuxième étape : la privatisation et la constitution d'un marché de concurrence**

Les années 1980 correspondent à une période où des changements structurels majeurs se sont matérialisés, dans un premier temps, au travers de la création de la Commission Nationale d'Énergie (CNE) en 1978. Cette commission a entraîné des transformations, notamment le vote de la quatrième loi générale des services électriques en 1982<sup>16</sup>, année de grande crise économique<sup>17</sup>. Basée sur l'idée que les prix devaient refléter les coûts réels de la génération, de la transmission et de la distribution, la quatrième loi engendrait des mutations dans différents domaines en termes de politique des prix, d'organisation industrielle et de régime de propriété et d'investissements (Tohà, 1995). Parmi les caractéristiques les plus importantes de cette loi, nous pouvons retenir les suivantes :

- i) Le système de tarification est basé sur la détermination des coûts marginaux de fourniture d'énergie et de puissance ;
- ii) la planification indicative permet à l'Etat de réaliser la coordination des projets des entreprises privées de génération, laissant aux entreprises de distribution la décision d'investir de façon indépendante ;
- iii) l'instauration d'un marché de pleine concurrence dans la génération électrique n'empêche pas la transmission d'être considérée comme un monopole naturel ;
- iv) l'établissement du Centre de Dispatching Economique de Charge ;
- v) la privatisation de la filière électrique chilienne, notamment des grands monopoles étatiques ENDESA (1989) et CHILECTRA (1981)<sup>18</sup>.

---

<sup>16</sup> C'était la quatrième loi. Il faut souligner deux remarques, d'abord, il s'agissait d'un décret avec force de loi émis par le gouvernement et non pas d'une loi approuvée par le parlement et d'autre part, cette loi a reçu des modifications en 1982, 1984, 1985, 1987, 1988 et 1990. Inostroza Gabriel, 1995, p23.

<sup>17</sup> En 1982, l'échec de la politique anti-inflationniste de taux de change fixe conduit à une forte contraction économique. Les causes peuvent être regroupées en deux ensembles. D'une part, la politique de change fixe appliquée depuis 1979 a conduit à une forte appréciation réelle. Un large déficit commercial, rendu possible par la forte liquidité des marchés des capitaux internationaux, à l'époque, a produit une explosion de la dette extérieure, en particulier de la dette privée. D'autre part, le tarissement des flux de financement extérieur en 1982. Larrain G., Winograd C., 1996, p1393.

<sup>18</sup> Lorsque le processus de privatisation a débuté en 1974, il existait 596 entreprises contrôlées par l'Etat dont une grande partie a été réintégrée au secteur privé pendant les deux premières années. Aujourd'hui, il ne reste que 41 entreprises dans les mains de l'Etat. Tohà Jaime, 1995, p44.

### 1.2.1 Le nouveau système tarifaire

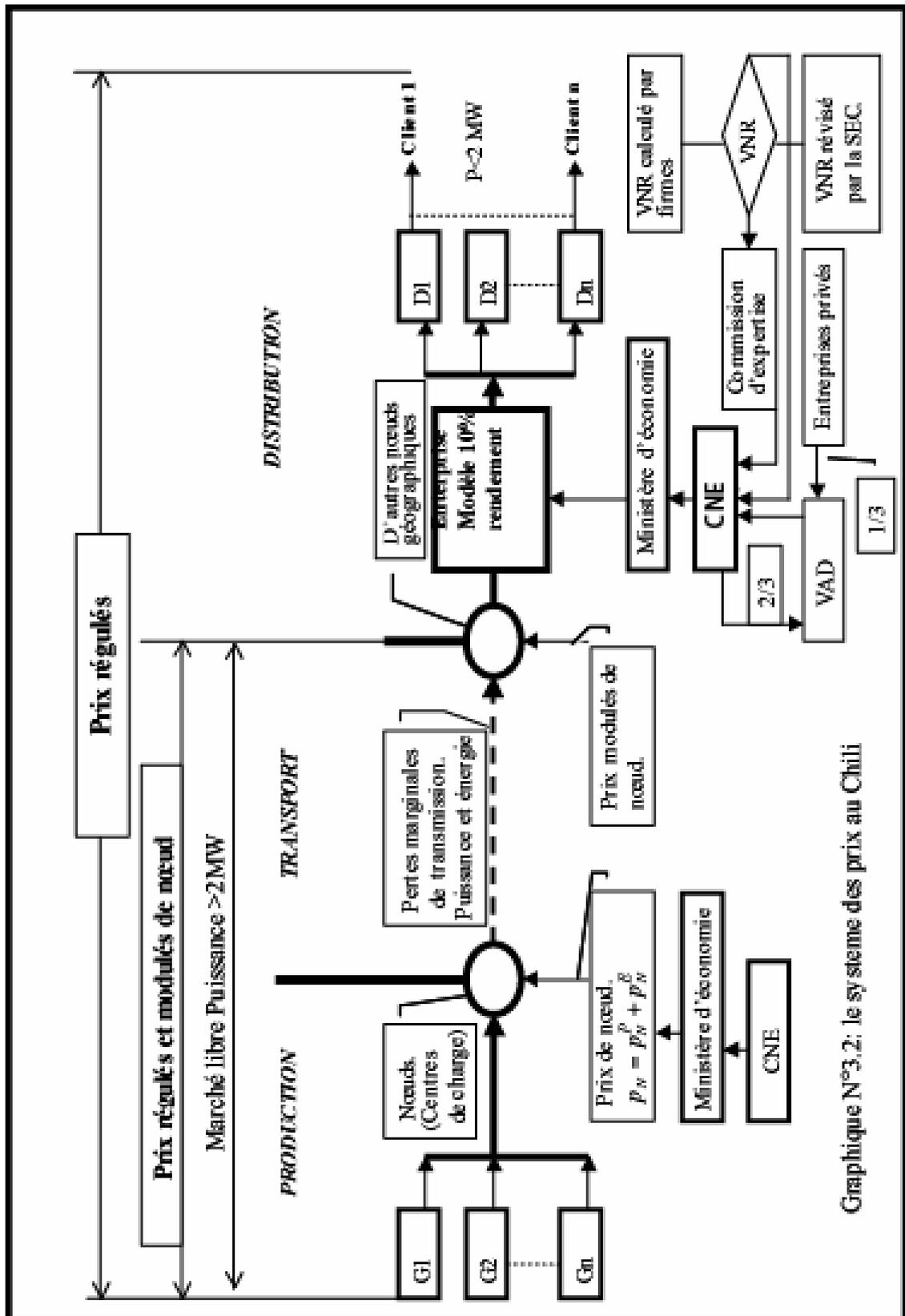
La loi de 1982 a créé deux marchés, un marché libre et un autre strictement régulé, en divisant les petits et les grands consommateurs selon un seuil fixé à 2MW. Pour la première catégorie, dont la puissance appelée est en deçà de 2 MW, la loi fixait des prix régulés dans la mesure où les consommateurs devaient être fournis obligatoirement par des systèmes de distribution. Pour les consommateurs nécessitant une puissance supérieure à 2 MW, le prix de l'électricité était déterminé librement entre les entreprises et les clients par contrat. Près de 35% de l'énergie étaient vendus à ce prix, révélant ainsi l'importance de ce système, reconnu par la loi et qui stipule que les prix des nœuds fixés par l'autorité ne peuvent pas excéder plus de 10% des prix libres.

Les prix de l'électricité doivent être la résultante de la somme des coûts provenant de la génération, de la transmission et de la distribution. Etant donné la séparation des activités de génération-transmission et de distribution, la déréglementation a provoqué la scission du prix en trois parties : le prix de génération-transmission, dit « prix de nœud », le péage payé par la transmission et enfin, les prix de distribution appelés Valeur Agrégée de Distribution (VAD) (Maldonado, 1995). (En référence le graphique n°3.2 ci-dessous).

Les entreprises de production appliquent les prix de nœud de l'énergie aux entreprises de distribution. Ces prix correspondent aux coûts marginaux nécessaires pour satisfaire les demandes de pointe (KW) et d'énergie (KWh), coûts appliqués à chaque nœud de fourniture des réseaux. Autrement dit, les prix de nœud sont constitués par le binôme  $p_N = p_N^P + p_N^E$  dont les deux termes représentent la puissance et l'énergie de nœud. Afin d'établir le prix de la puissance de pointe, la référence est le coût unitaire d'installation de turbines à gaz. Concernant l'énergie<sup>19</sup>, les prix de nœud sont obtenus en faisant une moyenne des coûts marginaux sur une période de 24 à 48 mois.

---

<sup>19</sup> Pour l'énergie, le calcul est basé sur un modèle qui prend en compte les coûts marginaux d'opération du système actuel et ses futurs investissements, l'opération du réservoir de régulation inter-annuel, les aléas hydrologiques et le coût de l'énergie dans le cas de faille. Leighton Patricio, 1995, Estudio sobre el Comportamiento de las Empresas Eléctricas en Chile, CEPAL, Santiago de Chile, p12.



Graphique N°3.2: le système des prix au Chili

La Commission Nationale d'Énergie (CNE) fixe les prix de nœud (prix des diverses sous-stations de chaque système interconnecté). Ces prix sont calculés selon un programme qui prend en compte la moyenne pondérée des coûts marginaux attendus dans les prochains deux à quatre ans, par rapport aux incréments prévus de demande et sur un programme optimal d'installation de centrales pour satisfaire la demande. Les prix résultants ne doivent pas dépasser 10% des prix libres existants (Lorenzini, 1995).

La Valeur Agrégée de Distribution<sup>20</sup> est déterminée sur la base de trois facteurs ; premièrement, les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien des installations de distribution, deuxièmement, les coûts d'administration, de facturation et d'attention aux consommateurs et troisièmement, les coûts des pertes associées à la distribution.

Chaque entreprise fait connaître sa « Valeur Nouvelle de Remplacement » (VNR)<sup>21</sup> à la Super-intendance d'Électricité et Combustibles (SEC) qui procède à une révision et en fixe la valeur. Si la valeur fixée par la SEC diffère de celle de l'entreprise et en l'absence d'accord, la VNR est fixée par une commission d'expertise. Par ailleurs, la CNE détermine à la fois les secteurs géographiques typiques de distribution et calcule un prix par unité de puissance utilisée dans les heures de pointe et pour une entreprise modèle, afin de réaliser les études de la VAD. Ces études sont réalisées aussi bien par les firmes que par la CNE, avec une pondération de 2/3 pour la CNE et 1/3 pour les firmes de distribution.

Finalement, la CNE élabore la structure tarifaire avec laquelle, les VNR, les coûts d'exploitation et les revenus des ventes sont calculés à partir des formules tarifaires préliminaires, pour obtenir une rentabilité qui doit être de 10 %. Lorsque la CNE vérifie que les rentabilités des entreprises sont conformes à la loi, elle envoie les tarifs au Ministère de l'Économie, pour fixer les tarifs à travers leur publication officielle (Rivera, 1999).

Bien que le système de tarification nodal ait fonctionné jusqu'aux années 1990, les taux de rendement ont souvent dépassé les 10% prévus par la loi. Ils ont atteint parfois 15%. La

---

<sup>20</sup> Cette valeur est définie pour quatre ans et est calculée pour une entreprise modèle, conçue et dimensionnée de manière optimale, bénéficiant d'une gestion efficace, et opérant sur un secteur géographique typique avec un taux de rendement de 10% (Maldonado, 1995).

<sup>21</sup> Il s'agit de la valeur des installations nécessaires pour la distribution comme si celles-ci étaient neuves. Rivera Eugenio, 1999, Problemas de la competencia y regulacion en Chile. Los desafios del fortalecimiento de la institucionalidad y el marco regulatorio de servicios de utilidad publica, CEPAL, Brasilia, p294.

tendance à dissocier les prix libres des prix de nœuds devient de plus en plus dominante. Ainsi, en 1993, l'ENDESA a vendu plus de 70% de l'énergie produite à prix libres<sup>22</sup>.

De façon générale, le système tarifaire semble convenable, mais plusieurs auteurs considèrent qu'il contient de nombreuses imprécisions et limites, qui empêchent la réalisation d'une concurrence correcte en ce qui concerne la génération-transmission et qui entraînent aussi des distorsions sur la qualité des services de distribution. Ce dernier point sera analysé plus loin, en tenant compte des conditions de la structure du marché chilien où la concurrence est censée être opérationnelle.

### **1.2.2 La propriété de l'infrastructure électrique et la privatisation**

Du point de vue de la propriété, le développement de l'industrie électrique au Chili peut être divisé en trois grandes périodes : la première, de 1883 jusqu'à 1940, caractérisée par la mise en place de petits systèmes, isolés et exploités par le secteur privé<sup>23</sup>, la deuxième, entre 1940 et 1980, durant laquelle l'Etat bâtit deux systèmes à grande échelle pour couvrir une vaste région du pays et, enfin, la troisième, qui va de 1980 jusqu'à nos jours, qui se traduit par le retour graduel du secteur électrique au domaine du privé (Lorenzini, 1995).

Dans la période de 1940 à 1980, l'Etat chilien fut le principal acteur du secteur électrique, notamment à travers l'ENDESA qui effectua la recherche des ressources disponibles, planifia son développement au niveau national et constitua l'équipe technique pour diriger, construire et mettre en œuvre le système. Vers 1970, l'Etat nationalisa CHILECTRA, la principale entreprise distributrice d'électricité, si bien qu'à la fin des années 1970 l'Etat chilien avait constitué un monopole qui contrôlait presque tout le secteur : « en fait, en 1979 la participation de l'Etat était de 90% en génération, 100% en transmission et de 80% en distribution »<sup>24</sup>.

La nouvelle législation détermina la dé-intégration des activités de production, transmission et distribution, ainsi que la constitution des secteurs géographiques afin de

---

<sup>22</sup> Lorenzini Sergio, 1995, Anàlisis de la competitividad en la generacion eléctrica. El caso de Chile, CEPAL, Santiago de Chile, p13.

<sup>23</sup> Après l'installation d'une petite centrale à Santiago en 1883 pour l'éclairage de la Place d'Armes, dans les premières décennies de ce siècle, de nombreuses entreprises de service public apparaissent qui, dans la plupart des cas, ont été privées ou constituées par des capitaux étrangers. Maldonado P., Marquez M., 1995, p19. Voir aussi l'annexe n°3.1.1 sur les faits saillants du développement électrique chilien.

<sup>24</sup> Paredes Ricardo, 1995, El sector eléctrico y el mercado de capitales en Chile, CEPAL, Santiago de Chile, p5.

décentraliser la distribution. L'objectif de cette opération était de corriger la situation existante jusqu'en 1980 où le système dépendait notamment de deux monopoles verticalement intégrés, ENDESA et CHILECTRA. Avec la création du CDEC (Centre de Dispatching Economique de Charge), les autorités ont essayé d'assurer un fonctionnement optimal du système et de garantir le droit de transmettre l'énergie de façon égalitaire pour toutes les firmes (Maldonado, 1995).

Du point de vue électrique, le complexe énergétique chilien se trouve aujourd'hui divisé en cinq zones interconnectées indépendantes. Les deux plus grandes par leur poids (99,42% de l'énergie consommée et 99,15% de la capacité installée du pays) ont été associées à partir de centres économiques de dispatching, en constituant d'abord le Système Interconnecté du Nord Grand (SING) qui fournit l'électricité à la région minière du nord (24,11% de l'énergie consommée et 34,13% de la capacité installée du pays) et, ensuite, celui de la région centrale (SIC), qui approvisionne en énergie une zone industrielle et la population dense du centre (75,31% de l'énergie consommée et 65% de la capacité installée du pays)<sup>25</sup>.

En 1980, les monopoles ENDESA et CHILECTRA se trouvaient au cœur des systèmes électriques, établis comme monopoles naturels d'Etat, colonne vertébrale autour de laquelle se sont développés notamment le SING et le SIC. Une première étape du processus de privatisation s'est accomplie lors de leur rationalisation administrative et de leur assainissement financier. Les filiales de distribution des deux monopoles se sont transformées en entreprises régionales limitées par zones géographiques. Puis, à la fin des années 1980, la vente des actifs s'est achevée, de sorte qu'en 1990, le processus de privatisation d'ENDESA et de CHILECTRA était pratiquement achevé<sup>26</sup>.

D'après Berstein (1995)<sup>27</sup>, la réforme du secteur électrique était basée sur le principe de séparation des activités de génération, de transmission et de distribution. De plus, « cette séparation était un facteur qui permettait non seulement de rendre les firmes plus transparentes et efficaces dans leur gestion mais aussi facilitait l'aboutissement des objectifs

---

<sup>25</sup> Basée sur les données du site de la Superintendencia d'Electricité et Combustibles du Chili pour l'année 2001. Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) del Gobierno de Chile, 2002, Reporte sobre la Infraestructura de Generacion y Transmision.

<sup>26</sup> Pour une révision chronologique du processus se référer à l'annexe 3.1.3

<sup>27</sup> Berstein fut secrétaire de la Commission Nationale d'Énergie (CNE), l'organisme ayant géré le processus de réforme chilien. Altomonte H. et Moguillansky G., 1999, p5.

de déconcentration, décentralisation et privatisation du secteur électrique »<sup>28</sup>. En fait, les conditions réglementaires mises en œuvre et le processus de privatisation ont conduit à un renforcement de la propriété de certains groupes au détriment des autres. Autrement dit, la réforme a provoqué un mouvement opposé aux objectifs de déconcentration. Durant les années suivantes, ce phénomène devait s'accroître ou, tout au moins, demeurer présent (Maldonado, 1995).

De plus, comme le cadre régulateur fut configuré à l'avance, sous des conditions structurelles de marché déjà définies, le système devait opérer de façon efficace et sûre, ce qui n'était pas le cas au vu des problèmes qui seront analysés plus tard.

### **1.2.3 Le cadre institutionnel du secteur électrique chilien**

Bien que les intentions de la politique économique du gouvernement aient été de changer immédiatement le cadre réglementaire chilien au profit d'une nouvelle structure de marché, il a fallu attendre la deuxième moitié des années 1980 pour que de réelles transformations soient réalisées. Ainsi, après 1973, le cadre réglementaire du secteur électrique chilien reposait sur la troisième loi, instaurée en 1959. Encore faut-il souligner que la loi de 1959 fut complétée par les anciens règlements de 1934, 1935 et 1971 (voir annexe 3.1.1) qui avaient modifiés la loi précédente de 1931, ce qui provoquait parfois un manque de complémentarité légale<sup>29</sup>. Il a fallu attendre les années 1985 et suivantes, pour qu'un ensemble de règlements, ajoutés au nouveau cadre, puisse être mis en œuvre (Inoztroza, 1995).

Dans le nouveau cadre réglementaire (voir Graphique n°3.3), les firmes peuvent entreprendre n'importe quelle activité de production, de transport et de distribution. L'exercice de la génération est libre et, il n'y a pas, en théorie, de barrières à l'entrée. Aussi, hormis le cas où une centrale est située dans un terrain propriété de l'Etat, les firmes n'ont donc besoin ni de licence ni de concession pour exercer l'activité de génération. Cependant, dans le cas des centrales hydroélectriques, des droits d'usage de l'eau sont exigés (Lorenzini, 1995).

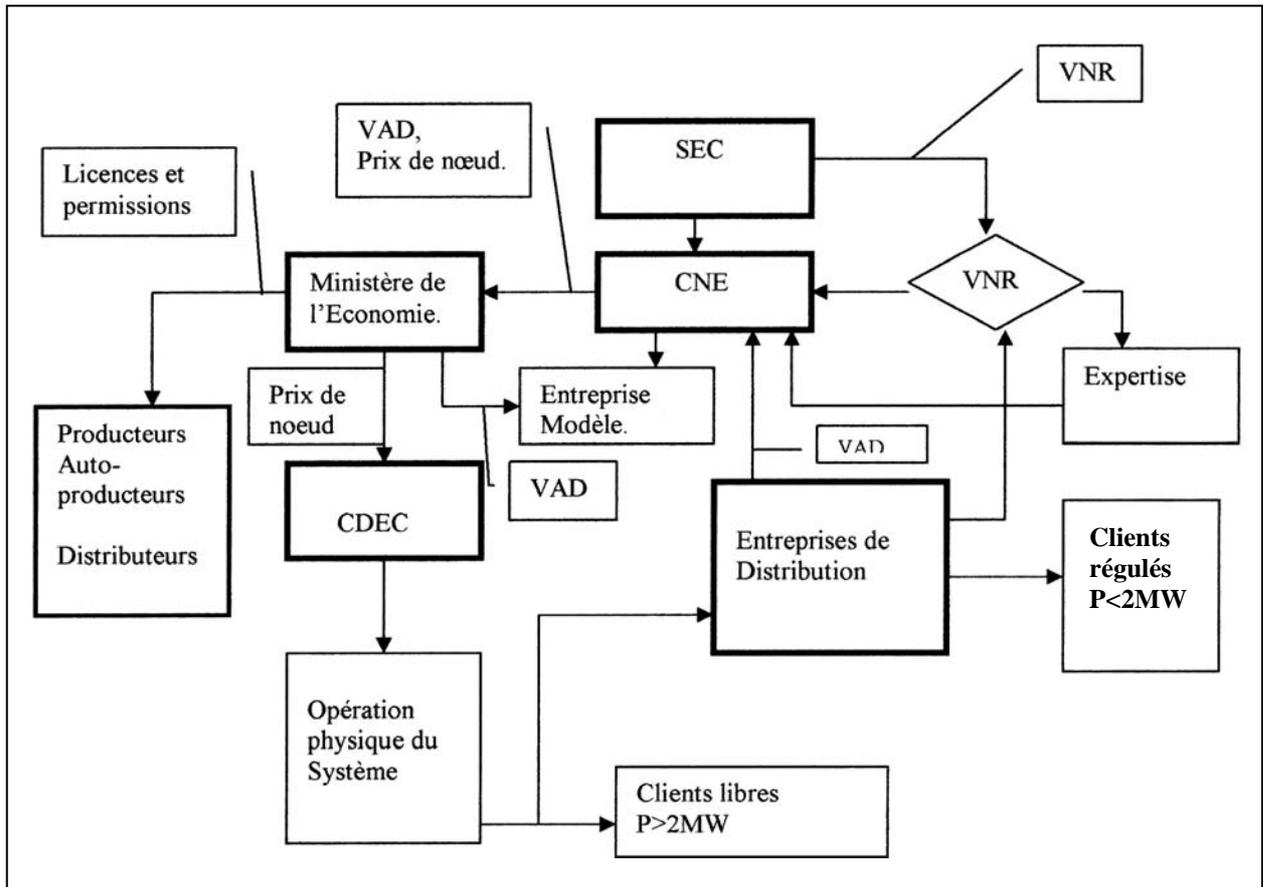
---

<sup>28</sup> Berstein Juan, 1995, p25.

<sup>29</sup> La modification fondamentale du cadre régulateur a été faite sans prise de connaissance préalable de la part des principaux membres de l'organisme de contrôle et des entreprises. Cette méconnaissance explique les nombreuses difficultés qui se sont présentées aux organismes d'Etat et aux firmes lors de la mise en application de la loi, organismes qui ne connaissaient ni le fond ni les procédures d'application de la nouvelle réglementation. Inostroza, 1995, p35.

En revanche, les activités de distribution et de transmission requièrent une autorisation ou un accord de concession. Ces procédures assurent aux firmes de distribution d'exercer leur activité monopolistique dans une zone géographique déterminée, même si la loi autorise la présence de plusieurs concessions pour un secteur.

*Graphique n°3.3 : Le cadre réglementaire au Chili*



La condition de monopole s'est établie pour la fourniture d'électricité aux clients nécessitant moins de 2 MW. Autrement dit, au-delà de cette puissance, les clients peuvent utiliser n'importe quel réseau de distribution pour leur approvisionnement à condition qu'ils paient le droit de péage relatif à l'usage de la ligne de distribution. Par contre, les clients régulés, ceux dont la consommation est inférieure à 2 MW, ne peuvent pas accéder à ce mécanisme. Enfin, en ce qui concerne la transmission, les lignes doivent être accessibles à

n'importe quel client, à condition qu'il ait la capacité disponible et qu'il s'acquitte du droit d'accès (accès de tiers au réseau)<sup>30</sup>.

La loi de 1982 et le règlement de 1985 définissent la constitution des organismes régulateurs dont les plus importants sont les Centres de Dispatching Economiques de Charge (CDEC), la Commission Nationale d'énergie (CNE), le Ministère de l'économie, la Super-intendance de Services Electriques et Combustibles (SSEC), le Ministère de Planification et de la Coopération et les municipalités.

#### **1.2.4 La structure du marché**

Dans le cadre de la politique économique générale, l'objectif de décentralisation s'est traduit par la création des Centres de Dispatching (CDEC-SING et CDEC-SIC). En relation avec les centres de contrôle des deux principaux systèmes électriques, ces centres de dispatching opèrent en tant qu'organismes centraux des deux systèmes interconnectés.

Les centres de dispatching ont pour mission de planifier les opérations de court terme tout en considérant leur portée à moyen et long terme, de calculer les coûts marginaux instantanés, de coordonner l'entretien majeur des centrales, de vérifier l'accomplissement des programmes d'opération, de facturer les transferts d'énergie entre les entreprises (ils sont les responsables opérationnels de l'équilibre du marché en temps réel). Enfin, ils doivent garantir le fonctionnement du système à coût minimum, sécuriser le service, et partager le système de transmission (Maldonado, 1995).

Les CEDC sont obligatoirement composés de représentants des entreprises génératrices d'électricité, de transmission, et d'autoproductions<sup>31</sup>. Les entreprises génératrices ne peuvent être représentées au sein des CEDC qu'à condition de fournir à leurs systèmes interconnectés respectifs une énergie basée sur une capacité installée supérieure à 2% de leurs demandes maximales. Comme on peut ainsi le constater, au début de la déréglementation et pendant quelques années, toute représentation étatique était exclue<sup>32</sup>.

---

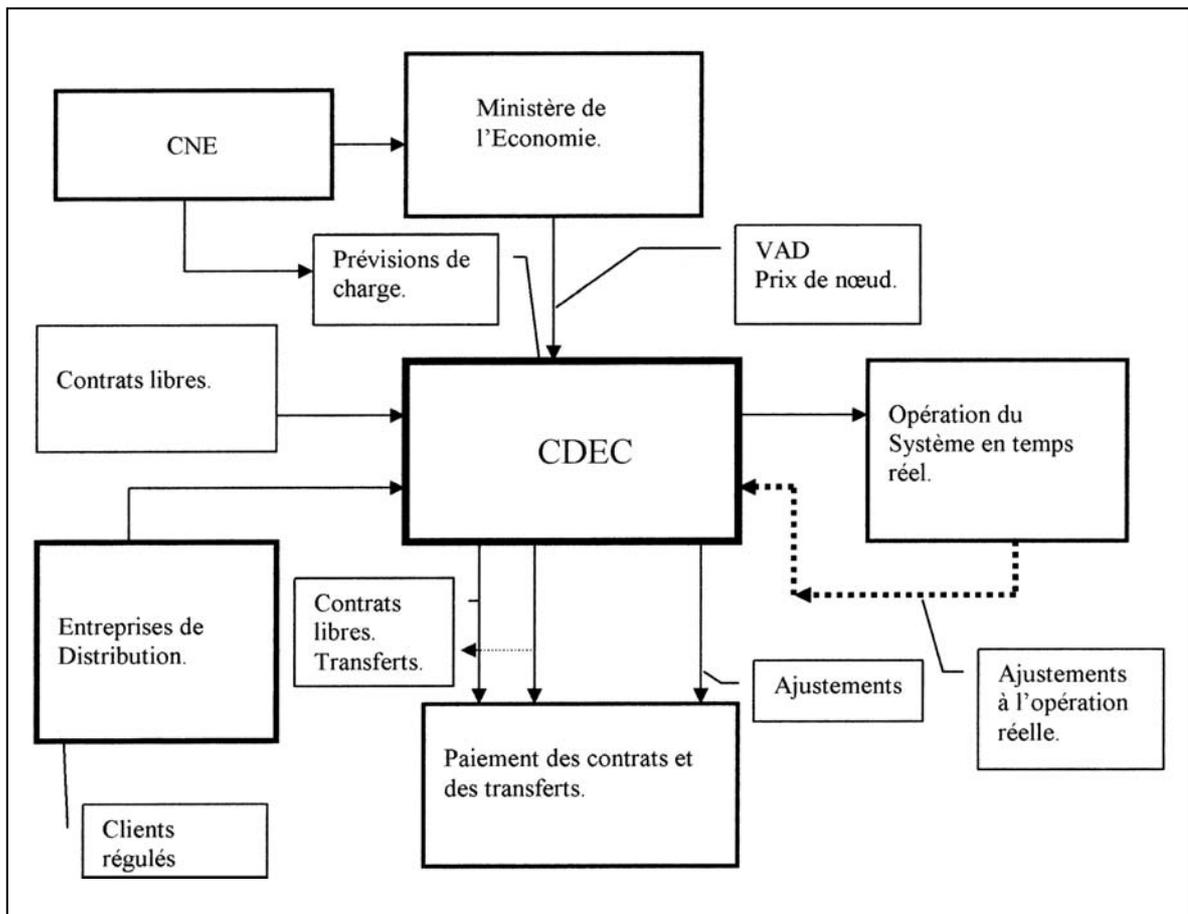
<sup>30</sup> Lorenzini Sergio, 1995, p7.

<sup>31</sup> En décembre 2001, le CDEC-SING était intégré par six firmes productrices situées dans le Nord du pays, tandis que le CDEC-SIC était intégré par dix entreprises génératrices d'électricité et trois de transmission. Informe sobre la Infraestructura de Generacion y Transmission. Super-intendance d'électricité et Combustibles (SEC), 2002, Rapport officiel, Santiago de Chili, p1-5.

<sup>32</sup> Avant la promulgation du règlement, la CNE souleva la possibilité d'incorporer un représentant d'Etat au CDEC, nommé par le président de la République et avec le droit de vote. Lors d'une consultation aux

La Commission Nationale d'Énergie (CNE) a joué un rôle crucial dans la déréglementation chilienne car, dès sa constitution, en 1978, elle fut l'instrument privilégié du gouvernement pour la réalisation des mutations. D'ailleurs, la plupart des auteurs considèrent que la création de la Commission en 1978 et la promulgation de la loi en 1982 furent l'un des virages de la déréglementation chilienne, et ce, en dépit de l'existence du Secrétariat d'Électricité et Combustibles (SEC) qui fut, jusqu'en 1973, l'un des organismes clefs du secteur (cf. graphique n°3.4).

*Graphique n°3.4 : Structure du marché électrique au Chili*



Ainsi, la Commission proposa une politique générale pour le secteur. Son action s'exerce à travers un « monitoring » de fait et des études de prix des nœuds et des valeurs agrégées de

---

entreprises, l'ENDESA considéra cette proposition comme un inconvénient, contrairement au GENER. Enfin, la décision ministérielle fut de ne pas incorporer le représentant d'État, Altomonte H. et Moguillansky G., 1999, p8.

distribution. Elle s'étend également à la planification indicative des investissements du secteur, à la formulation de propositions pour résoudre les divergences au sein des CDEC, au contrôle des investissements des entreprises publiques et à la régulation des prix des monopoles naturels. Cet organisme gouvernemental, dont le conseil est composé de sept ministres d'Etat, dispose d'un secrétariat exécutif (Berstein, 1995).

Le Ministère de l'Economie promulgue les décrets de concession, sur la base des rapports de la Super-intendance d'Electricité et Combustibles (SEC), et les décrets de fixation tarifaire (Ces derniers sont établis d'après les études effectuées par la CNE sur les prix de nœuds, publiées tous les semestres et, sur les valeurs agrégées, publiées tous les quatre ans). Le Ministère résout aussi les divergences qui apparaissent dans les CDEC au vu d'un rapport préalable de la CNE.

Les municipalités autorisent l'installation des lignes de haut voltage et, dans certains cas, celles des petits systèmes de moins de 1500 KW de puissance. Elles fixent également les tarifs énergétiques en accord avec les entreprises concernées.

La Super-intendance d'Electricité et Combustible, dépendante du Ministère de l'Economie, contrôle l'accomplissement des normes et règlements, maîtrise et octroie les concessions, étudie les données utilisées pour la fixation des tarifs tels que les valeurs nouvelles de remplacement et les coûts d'exploitation. Enfin, le Ministère de la Planification détermine les projets d'investissement des entreprises étatiques sur la base d'un rapport préalable.

### **1.3 Troisième étape : le retour de la démocratie**

La dernière étape résume les événements qui se sont produits sous le régime démocratique. Globalement, lors du changement de gouvernement et du début de l'époque démocratique des années 1990, on assiste, dans un premier temps, à une série de tentatives qui cherchent, à la fois, à améliorer le fonctionnement de la structure du secteur électrique privatisé et à garder l'orientation générale du modèle de déréglementation (Altomonte, 1999).

Cette étape est marquée par plusieurs événements importants qui peuvent être regroupés en trois thèmes : la continuation du processus de privatisation des entreprises du secteur public, l'émergence de certains phénomènes qui ont commencé à entraver le fonctionnement du marché et, enfin, la crise électrique des années 1998-1999. On assiste alors à la

privatisation des dernières entreprises publiques, notamment, la centrale hydraulique Colbun (490MW) et l'entreprise de distribution EDELNOR.

En 1994, le secteur électrique chilien avait déjà connu deux décennies de déréglementation et, pourtant, plusieurs phénomènes ont commencé à bloquer le fonctionnement du marché lui-même. Il s'agit, premièrement, du niveau élevé d'intégration verticale et horizontale lié au processus de privatisation des années 1980 et, deuxièmement, de l'existence de obstacles à la constitution d'un véritable marché de concurrence, notamment au niveau de la production et, troisièmement, de conflits suscités par certaines lacunes de la réglementation (Altomonte, 1999).

En raison de l'importance de ces phénomènes, caractéristiques du cas chilien, nous les avons regroupé autour de deux thèmes : les critiques sur les défauts de la déréglementation chilienne, d'une part, et la crise énergétique de 1998, d'autre part.

### **1.3.1 Les critiques au processus chilien de déréglementation**

Parmi les critiques faites à la déréglementation chilienne, on peut noter l'absence de réflexion démocratique préalable à la mise en œuvre des réformes, le manque de transparence dans la privatisation, des lacunes importantes dans la réglementation et le contrôle de l'Etat, et une mauvaise information du public quant aux bénéfices de la déréglementation (Jadressic, 1999).

#### **1.3.1.1 Dysfonctionnement des CDEC**

Selon Toha (1995), l'une des causes du mauvais fonctionnement du marché électrique chilien est « l'existence d'un centre de dispatching où il n'y a que de grands opérateurs manquant de personnalité juridique et de patrimoine propre. Ce centre de dispatching fonctionne dans les locaux de la principal entreprise génératrice »<sup>33</sup>.

Le manque de transparence des Centres de Dispatching a été contesté et considéré comme un défaut lié à leur mauvaise organisation. Leur structure, limitée aux grandes entreprises, dans le cas du SIC par exemple, restreint sa composition aux quatre grandes firmes et rend discutables certaines décisions (Maldonado, 1995). A titre d'exemple, la

---

<sup>33</sup> Le CDEC-SIC fonctionnait dans les locaux d'ENDESA, avec des employés rémunérés par ENDESA. Toha Jaime, 1995, p64.

contestation de la maîtrise des barrages est sous-jacente à la possibilité de collusion entre les producteurs. Un désaccord peut toujours survenir quant à la maîtrise du système car les représentants des firmes sont obligés de défendre « à outrance » les intérêts particuliers de leurs entreprises. Il semble donc « préférable de transférer les fonctions du CDEC à un organisme indépendant avec son propre personnel »<sup>34</sup>.

Par ailleurs, bien que l'objectif principal des CDEC ait été d'assurer le fonctionnement optimal du système électrique à travers la minimisation des coûts, leur rôle a largement dépassé cet objectif originel. En effet, ils ont assumé les fonctions propres d'un régulateur, contrôlé par les producteurs, notamment la planification quotidienne du système, l'établissement des coûts marginaux et le contrôle de l'information<sup>35</sup>, ce qui correspond en fait à un phénomène de « capture du régulateur ».

### **1.3.1.2 Les critiques relatives au dysfonctionnement du marché**

Le processus de privatisation, proprement dit, s'est développé pendant les années 1980 et, en mars 1990, un marché s'était déjà constitué dans lequel la plupart des entreprises étaient privées, sans que les activités de production, de transport et de distribution soient clairement séparées. Ainsi, ENDESA était la plus grande entreprise de production, tout en étant propriétaire de 100% de la transmission et participant aux activités de distribution. Il en découlait une concentration monopolistique, des défauts dans le processus de formation des prix et un manque de dé-intégration des activités (Inostroza, 1995).

#### **a) Concentration monopolistique**

Berstein (1995), en tant que défenseur de la déréglementation chilienne, note que « les réformes ont été entamées en 1980 et ont eu pour objectif la séparation des activités, la décentralisation et la régionalisation des deux principales entreprises, afin d'atteindre un schéma compétitif dans la production et le libre accès à la transmission ». Néanmoins, cet objectif majeur est loin d'être atteint, car selon Maldonado (1995), une brève analyse des données concernant la propriété des firmes du secteur électrique révèle que le degré d'intégration verticale et horizontale est élevé et que le processus de déconcentration de la

---

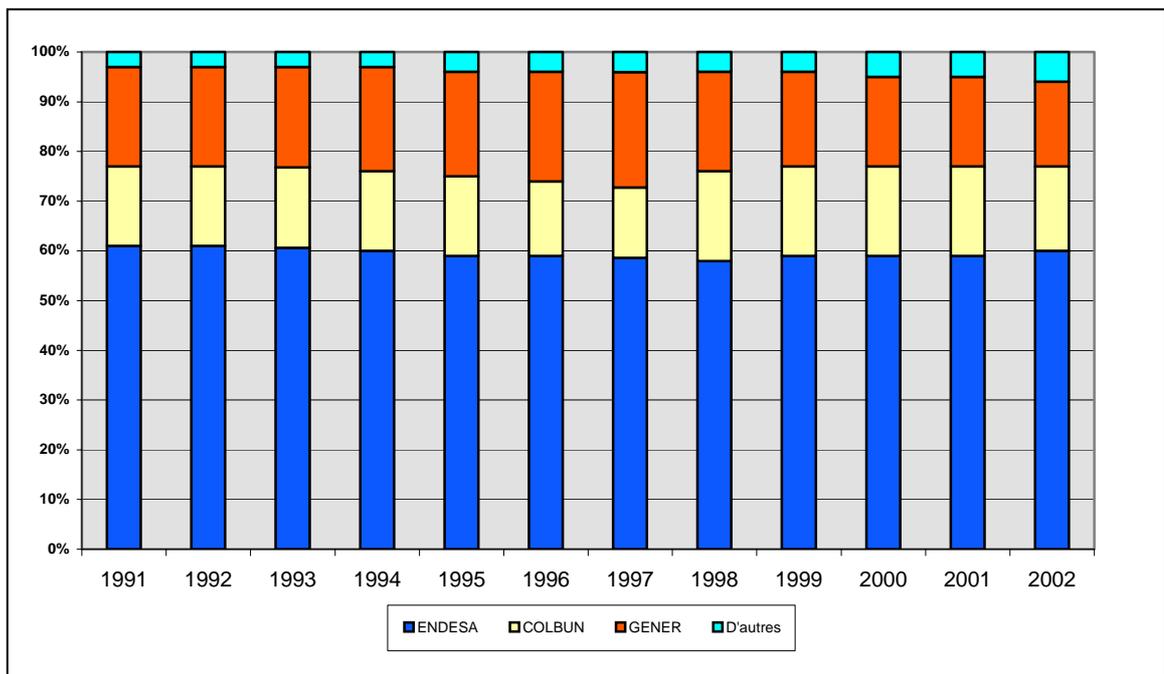
<sup>34</sup> Bernstein Juan, 1995, p32.

<sup>35</sup> Le CDEC peut difficilement maîtriser une information objective. Les entreprises avaient atteint à un tel niveau de concurrence et de différence d'intérêts commerciaux que le transfert d'informations convenables aux CDECs et au Ministère d'Economie était de plus en plus complexe. CNE, 1999, 1999, Informe de la Comision de Minería y Energía sobre la investigación de los hechos que han motivado el racionamiento de energía eléctrica en el país, Secrétariat exécutif de la CNE, Valparaiso, p23.

propriété n'a pas été atteint, « ce qui soulève des doutes sur le degré de concurrence réelle qui existe dans le marché »<sup>36</sup>

Des critiques sur la concentration ont été faites au SIC en ce qui concerne les trois activités : production, transmission et distribution. Ce système est prépondérant au Chili<sup>37</sup>. Il faut remarquer que, depuis 2001, année de la privatisation totale de COLBUN, presque toute la production reste dans le privé. Dans ces conditions, l'ENDESA possède 57,71 % de la capacité installée, GENER détient 16,39 % et COLBUN 16,22 %. Ainsi, le monopole d'ENDESA apparaît clairement dominant (cf. graphique n°3.5).

**Graphique n°3.5 : La concentration de la production d'électricité au Chili**



Source : CIER, 2003.

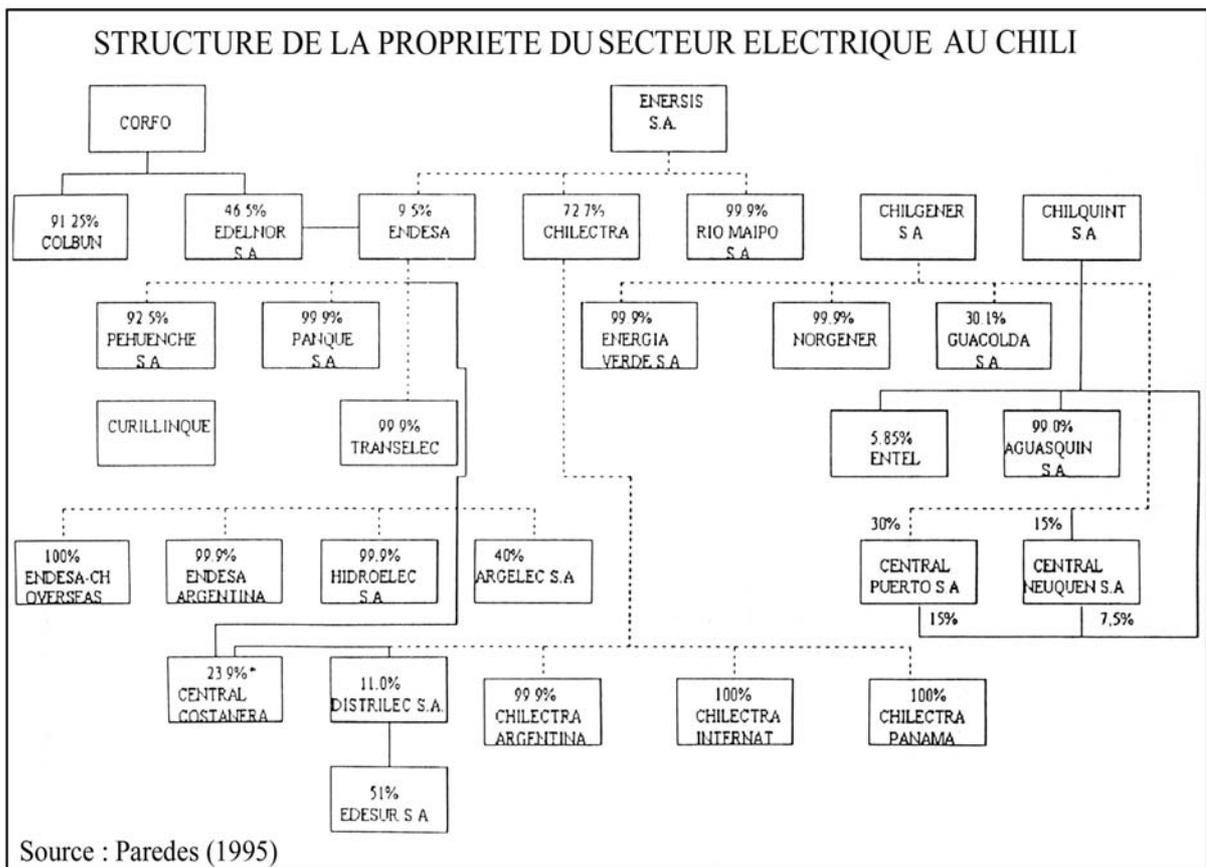
Concernant la transmission, la concentration dans les mains de la firme privée ENDESA semble évident car le monopole naturel nommé TRANSELEC, constituant le principal système de transmission du pays, appartient en intégralité à ENDESA.

<sup>36</sup> Maldonado, 1995, p48.

<sup>37</sup> Selon le rapport de la Super-intendance d'électricité et Combustibles, à la fin de l'année 2001, le SIC avait 72,1 % de la capacité installée du pays dont 61% hydraulique. Il a produit 75,31% de l'énergie consommée par le pays et fournissait les services à 90% de la population chilienne. Super-intendance, 2001, p5. Voir aussi l'annexe 3.5.2

D'après le tableau de Paredes (1995), ci-dessous, le phénomène de concentration dans la production a été reproduit dans la distribution dans la mesure où ENERSIS (propriétaire d'ENDESA à 95% et de diverses entreprises al extérieur) est restée propriétaire de CHILECTRA à 72,7 % et de Rio Maipo à 99,9 %, les deux principales firmes distributrices qui contrôlaient la plupart du marché de la région métropolitaine, notamment « Chilectra Metropolitana », la plus importante des firmes de distribution fournissant plus de 50% du marché dans le SIC (Maldonado, 1995).

**Graphique n°3.6 : Structure de la propriété du secteur électrique au Chili après la privatisation**



Si l'ensemble des actifs du secteur électrique en 1993 a été évalué à 8.016 millions de dollars, dont 65% appartiennent à la production, 19% à la transmission et 16% à la distribution<sup>38</sup>, la prédominance d'ENDESA sur la génération et la transmission du SIC est évidente, ainsi que celle d'ENERSIS sur la distribution à travers CHILECTRA et MAIPO.

<sup>38</sup> Maldonado P., Marquez M., 1995, p48.

Plus grave encore, cette configuration rompt le principe de base de la déréglementation, principe selon lequel la chaîne production-transport-distribution doit être dé-intégrée afin de permettre l'introduction de la concurrence sur le marché.

La CEPAL (1997) souligne qu'à partir d'un seuil déterminé concernant la taille des systèmes<sup>39</sup>, la « dé-intégration verticale (avec une séparation stricte des fonctions propres à chaque maillon de la chaîne) et le principe du libre accès, sans aucune discrimination sur les réseaux de transport et de distribution, sont les conditions nécessaires minimales pour promouvoir la concurrence dans les marchés électriques »<sup>40</sup>.

D'après Lorenzini (1995), la position dominante d'ENDESA dans les activités de production et de transmission du SIC est « due d'emblée à une grave erreur du gouvernement qui a privatisé sans la dé-intégration préalable de l'activité de transport, avant d'effectuer la vente au secteur privé, et ces erreurs ont laissé le secteur électrique dans une situation initiale déséquilibrée, étant donnée la position dominante octroyée à l'ENDESA. Cette position dominante a tendance à s'accroître et à renforcer les barrières à l'entrée de nouveaux acteurs, seul moyen susceptible de promouvoir une concurrence saine »<sup>41</sup>.

De Andrade (1995) souligne que l'une des premières mesures adoptées par les gouvernements a été de diviser le secteur dans ces activités, ce qui, « dans le cas du Chili, n'a pas été atteint dans sa totalité et a provoqué plus d'inconvénients pour les entreprises de production qui ont dû utiliser le réseau de transmission de TRANSELEC, propriété d'ENDESA »<sup>42</sup>.

#### b) L'usage des ressources hydrauliques comme barrière à l'entrée

Durant la période des monopoles publics, et notamment dès la fin des années 1940, ENDESA a acquis le droit d'utiliser l'eau pour produire l'énergie. Une fois privatisé, ce

---

<sup>39</sup> Economiquement, il n'est pas efficace de désintégrer les systèmes de l'ordre de 1000 à 2000 MW dans la mesure où les coûts de transaction pourraient largement dépasser les éventuelles améliorations de coût résultant de la concurrence. CEPAL, 1997, Analisis de la Legislacion Eléctrica en America Latina, Documento LC/R 1726, Santiago. Par ailleurs ; « le marché est un instrument aussi estimable qui doit être exploité autant que possible, mais le marché a ses limites. Surmonter ces limites pourrait provoquer des coûts intolérables à la société ». Banks, F., 1996, Economics of Electricity Deregulation and Privatization : An Introductory Survey, Energy, vol.21, N°4, dans Pistonesi H., 1997, Elementos de la Teoria Economica de la Regulacion, IDEE, Bariloche, Buenos Aires.

<sup>40</sup> Altomonte H. et Moguillansky G., 1999, p10.

<sup>41</sup> Lorenzini Sergio, 1995, p17

<sup>42</sup> De Andrade Roberto, 1995, Reestructuracion del mercado eléctrico en America Latina : La difusion de la experiencia chilena, CEPAL, Santiago de Chile, p29

monopole a conservé cette prérogative<sup>43</sup>. Ainsi, cet accès discriminatoire aux ressources hydrauliques constitue de fait une barrière supplémentaire à l'entrée, dissuadant l'arrivée de nouveaux concurrents potentiels, car il en résulte un mécanisme d'inefficacité allocative dans l'exploitation des ressources (Maldonado, 1995).

Ici, l'inefficacité allocative existe lorsqu'une entreprise peut différer un investissement convenable pour l'intérêt général, tout en conservant le droit sur la ressource, et qu'elle peut privilégier, par ailleurs, d'autres investissements, conformes à ses intérêts particuliers, en utilisant sa position dominante sur le marché pour contrôler le prix de l'énergie. Selon plusieurs auteurs, il s'agissait d'une pratique habituelle de l'ENDESA.

Berstein (1995) constate qu'ENDESA est propriétaire de l'eau à hauteur de 2000 MW du SIC, que le potentiel énergétique<sup>44</sup> du pays est de 4000 à 5000 MW et que la croissance annuelle de la demande est d'environ 150 MW. Il estime, en conséquence, que la stratégie d'ENDESA, qui retarde les investissements nécessaires pour maintenir la hausse des prix de l'énergie, se heurtera à l'apparition de tiers dont les projets de génération pourront entraîner une diminution du prix. En revanche, pour Toha (1995), le fait d'avoir introduit dans les actifs privatisés d'ENDESA, la propriété de l'eau, empêche « de façon sévère la possibilité pour d'autres acteurs de développer de nouveaux projets »<sup>45</sup>.

### c) Le système de péages

La « théorie dynamique des prix par nœud » fut développée à l'origine par Schweppe (1988) pour les systèmes basés sur les prix par coûts<sup>46</sup>. Dans sa forme complète, les prix du transport sont calculés sur la base de la congestion et des pertes marginales. Cette théorie est appliquée en Argentine, au Chili et en Nouvelle Zélande, où les pertes marginales dépassent 20 %. Les prix entre les nœuds peuvent donc varier considérablement en fonction des contraintes liées à la distance existante entre les zones de production d'énergie hydraulique à bas prix et les zones de production thermique plus chère. Dans ces systèmes, la localisation optimale des centrales de production par rapport au point d'injection de l'énergie est très

---

<sup>43</sup> Le résultat du processus de privatisation a permis à ENDESA d'avoir une position dominante au sein du SIC actuel car, parmi d'autres, elle possède d'importants droits sur l'eau, d'une durée indéfinie, choisis et obtenus lorsque l'entreprise appartenait à l'Etat, et qui lui permirent de développer les meilleurs projets hydroélectriques. Lorenzini, 1995, p14.

<sup>44</sup> Selon l'Olade, le Chili a un potentiel hydrologique de 26.046 MW. Olade, 2003, Sistema de Informacion Economica Energetica, Quito.

<sup>45</sup> Toha Jaime, 1995, p64.

<sup>46</sup> Schweppe F., Caramanis C., Tabors R. et Bohn R., 1988, Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts.

importante, en particulier pour le contrôle du voltage sur la ligne et l'emplacement des charges lourdes, comme par exemple des usines métallurgiques ou des industries de papier<sup>47</sup>.

Au cœur du problème, se trouvent la liaison verticale génération–transport du SIC, qui demeure entre les mains d'ENDESA, et le manque de clarté du cadre réglementaire. Selon Maldonado (1995), cette liaison, résultat de la déréglementation du secteur, est l'un des problèmes les plus évidents. Les prix du transport ne sont ni transparents ni universels du fait que, d'une part, l'ENDESA est à la fois propriétaire d'une grande partie de la génération et de la totalité de la transmission du SIC et, d'autre part, le cadre réglementaire manque de précision quant à la définition des facteurs du calcul qui déterminent le coût de la transmission.

En raison de l'ambiguïté des règles de calcul des péages, « ce sont les processus de négociation où ENDESA, propriétaire du système, est située dans une meilleure position pour pouvoir imposer ses conditions »<sup>48</sup> qui s'y sont substitués.

Dans la loi de 1982, l'accès de tiers au réseau était prévu. Mais il était ambigu et ne définissait ni les procédures ni les méthodes de calcul, entraînant l'instauration d'un paiement de l'utilisateur au propriétaire en rapport avec les installations utilisées et le coût de leur entretien. Selon Aguirre (1994), les règles d'accès furent établies à partir d'interprétations de la loi faites par des usagers et propriétaires dans un climat de négociations. Puis, en février 1990, la loi fut modifiée et le calcul fut opéré selon le principe de paiement d'un taux de rendement sur investissements de 10%. « Bien que la nouvelle réglementation ait permis d'établir des contrats directs entre producteurs et clients libres, elle a entretenu ambiguïtés et omissions rendant difficile l'interprétation, non seulement du calcul du prix de péages, mais aussi du développement du système lui-même (incitations à l'investissement, qualité de service minimal, mécanismes explicites pour le dimensionnement de la capacité de transmission) »<sup>49</sup>.

---

<sup>47</sup> Néanmoins, cette théorie dynamique n'est pas applicable dans le cas des systèmes à haute densité de charge comme celui de New York. D'autres alternatives existent comme celle du « prix uniforme » appliquée en Angleterre et en Suède et celle du « prix zonal » comme dans les cas norvégien ou californien. Henney Alex, 1998, *Contrasts in Restructuring Wholesale Electric Markets : England/Wales, California and the PJM (Pennsylvannie, New Jersey, Maryland marché)*, *The Electricity Journal*, vol.11, issue 7, pages 24-42, Elsevier Science Inc., p11.

<sup>48</sup> Maldonado P., Marquez M., 1995, p51.

<sup>49</sup> Aguirre Francisco, 1994, *La Ley Eléctrica Chilena. Comentarios generales a la regulacion y al escenario actual del sector*, Santiago de Chile, p13.

D'autres critiques ont souligné que la complexité du calcul de péage constituait une entrave à l'entrée de nouveaux acteurs. Berstein (1995), au contraire, indique que cela ne doit pas constituer une barrière à l'entrée de nouveaux générateurs car les « mécanismes pratiques de mise en œuvre sont opérationnels au niveau des CDECs. Toutes les centrales existantes ont leurs lignes définies et le calcul pour une nouvelle centrale ne prend pas plus d'un mois »<sup>50</sup>.

En revanche, Toha (1995) souligne que le système de péages est défini et appliqué par l'ENDESA, à travers un mécanisme d'indemnisation pour son utilisation, « mécanisme qui est évidemment discriminatoire et attentatoire à un scénario nettement commercial »<sup>51</sup>.

L'émergence de conflits à propos des péages a créé des oppositions entre ENDESA et COLBUN dès la deuxième moitié des années 1980. Selon Maldonado (1995), il s'agit d'une illustration de l'effet pervers du système tarifaire qui laisse des doutes sur la concurrence réelle en production<sup>52</sup>. Pour Lorenzini (1995), COLBUN, l'une des entreprises principales de production, à l'époque propriété de l'Etat, a mis quelques années à obtenir des contrats « quoiqu'en volume, très inférieurs à sa puissance firme, comme le démontre le tableau n°3.1 ci-dessous ».

**Tableau n°3.1 : Engagements par contrats de vente de puissance de COLBUN**

(Puissance de COLBUN, 400 MW)

années	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Engagements MW		27	72	91	102	163	252	272	320

Source : Lorenzini (1995) p12. pris de CDEC-SIC.

#### d) Le système des prix

Les prix ont été différenciés par la limite de capacité de 2 MW. Ils sont libres pour les usagers au delà de 2 MW et régulés pour les clients en-deçà de cette limite. Les prix régulés pour les distributeurs doivent s'ajuster de sorte qu'ils ne diffèrent pas de 10 % des prix libres. Dans le cas des clients régulés, à partir du nœud jusqu'à la firme distributrice, il faut ajouter le prix du transport et enfin, la valeur agrégée de distribution (Altomonte, 2001).

<sup>50</sup> Berstein Juan, 1995, p34.

<sup>51</sup> Tohà Jaime, 1995, p64.

<sup>52</sup> A cet égard, on peut voir aussi Blanlot Vivianne, 1993, La regulación del sector eléctrico : la experiencia chilena, dans Hacia el Estado Regulador, Oscar Munoz (edit.), CIEPLAN, Santiago de Chile, p305.

Les tarifs de distribution sont calculés et fixés tous les 4 ans selon le mécanisme déjà expliqué dans la section 2.2.1. Cette fixation a eu lieu en 1984, 1988, 1992, 1996 et 2000. A l'occasion de la fixation de 1992, il a été constaté une augmentation historique des divergences recensées entre les études de la CNE et celles des entreprises. Aussi, la CNE et l'Association des Entreprises de Service Public (représentant les firmes à l'unisson) ont entrepris une étude pour identifier les causes de cette situation et chercher des solutions. L'étude a révélé des différences considérables qui atteignaient, dans le cas du SIC, jusqu'à 44,7%, dans le SING, 45,9% à l'égard de la VAD<sup>53</sup>.

D'après l'analyse de Rivera (1999), deux difficultés apparaissent : la première correspond à l'imprécision de la loi à propos des termes de référence auxquels doivent s'appliquer les études des entreprises. Cela rend difficile tout travail de comparaison. La deuxième difficulté tient aux modalités de valorisation des études. Selon la loi, il existe une règle de pondération dans laquelle les résultats de la CNE représentent les 2/3 et ceux des entreprises le 1/3 restant. Cette règle a créé des incitations à exagérer les différences.

Selon Toha (1995), les valeurs agrégées de distribution sont calculées sur la base d'une entreprise modèle. Celle-ci est conçue comme une entreprise optimale dans sa taille et efficace dans sa gestion. Elle opère dans une région géographique donnée avec un taux de rendement de 10% (plus ou moins 4% de tolérance). Cela étant, la définition d'une entreprise modèle, qui est la base du processus de définition de la VAD, pose des difficultés<sup>54</sup>.

Le mécanisme de définition d'une hypothétique entreprise modèle, selon Serra (1999), a amené les régulateurs et les firmes à ouvrir des espaces de négociation où les conflits se résolvent par lobbying, pressions ou influences. De plus, comme la définition de l'entreprise efficace implique des renseignements sur la firme réelle, « en sachant que les coûts dépendent, parmi d'autres facteurs, de la topographie, de la densité démographique et de la demande des clients, les fixations tarifaires successives ont rendu explicite l'asymétrie d'information entre régulateurs et régulés. Les régulateurs ont eu des difficultés pour accéder

---

<sup>53</sup> Rivera Eugenio, 1999, Problemas de la competencia y regulacion en Chile. Los desafios del fortalecimiento de la institucionalidad y el marco regulatorio de servicios de utilidad publica, CEPAL, Brasilia, p293.

<sup>54</sup> Les difficultés apparues dans le processus de fixation de tarifs de distribution en 1992 ont été les plus graves. Au fond, le conflit commence à partir d'omissions sérieuses et de contradictions, que la loi contient dans ce chapitre. Selon l'auteur, la cause principale des controverses tient aux différentes interprétations du concept d'entreprise modèle. Toha Jaime, 1995, p66.

à l'information des entreprises car les lois n'envisageaient pas de peines spécifiques en cas de refus »<sup>55</sup>.

Le problème d'asymétrie d'information se pose lorsqu'il s'agit de vérifier la rentabilité des firmes afin de constater si elles se trouvent dans la marge légale. Pour cela, « les entreprises doivent indiquer à la CNE les revenus qu'elles auraient perçus avec des tarifs préliminaires, appliqués à la totalité de l'énergie de l'année antérieure »<sup>56</sup>. Puis, avec les renseignements de la SEC sur les coûts d'exploitation et la VNR, la CNE calcule la rentabilité et ajuste les tarifs si la rentabilité se trouve hors de la marge fixée. C'est sur ce mécanisme, dépendant de façon cruciale de l'information de la firme, que réside la capacité de l'organisme régulateur à déterminer objectivement les tarifs. Mais Rivera (1999) souligne que « jusqu'à présent, des analystes du secteur estiment que ni la CNE ni la SEC n'ont été en mesure d'assurer la crédibilité de l'information sur les variables qui déterminent la rentabilité de l'industrie »<sup>57</sup>.

### **1.3.2 Les crises électriques chiliennes**

Le Système Interconnecté Central (SIC), le plus grand du Chili, a dû faire face à deux crises électriques majeures et à maintes anomalies<sup>58</sup>. La première crise s'est produite au cours des années 1989 et 1990. Les clients ont dû réduire leur consommation de 10% durant dix jours. La deuxième a eu lieu entre novembre 1998 et juin 1999. La région centrale a enregistré des déficits allant de 1 à 7 GWh, soit entre 1,6 et 11% de déficit par rapport à une énergie journalière moyenne de 61 GWh. La même année, le pays a subi la plus grande sécheresse de son histoire et le retard de la mise en service de quelques centrales à cycle combiné (Serra, 1999). Nous allons faire un bref rappel de la crise amorcée en 1998.

---

<sup>55</sup> Serra Pablo, 1999, Evaluacion de los servicios públicos privatizados en Chile, CEPAL, Brasilia, p258.

<sup>56</sup> Rivera Eugenio, 1999, p295.

<sup>57</sup> Ibid, p295.

<sup>58</sup> Parmi les anomalies, le PRIEN remarque plusieurs coupures, le 1<sup>er</sup> décembre 1994, le 5 avril 1995, le 20 avril 1995, le 29 janvier de 1996 et plusieurs coupures pendant l'année 1998. Programa de Investigaciones de Energia PRIEN, 1999, La crisis eléctrica y la posición des PRIEN, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, Santiago.

### **1.3.2.1 Les apparences de la crise**

La diminution de l'offre d'énergie apparaît comme le résultat direct de la baisse de la production hydroélectrique, liée à la sécheresse provoquée par le phénomène du Niño (voir l'annexe 3.1.4 sur la chronologie de la crise chilienne). Néanmoins, lorsque l'on approfondit l'analyse, d'autres facteurs émergent. Rozas (1999) signale les suivants :

- i) Les pannes réitérées de certaines centrales thermiques qui fonctionnent comme couverture de la production hydraulique ;
- ii) les retards de la mise en œuvre des centrales de gaz à cycle combiné ;
- iii) le manque de coordination et de transparence des entreprises de génération ;
- iv) l'absence d'un organisme indépendant dans la régulation du système ;
- v) le manque de planification de moyen et long terme, permettant de prévoir un développement du secteur électrique qui puisse faire face, parmi d'autres, à l'accroissement de la demande, et enfin ;
- vi) la prédominance des stratégies de court terme dans la gestion des entreprises de génération, au détriment de celles de long terme.

Certes, plusieurs auteurs avaient déjà envisagé les conséquences perverses liées aux conditions dangereuses dans lesquelles se développait le marché énergétique chilien. Lorenzini (1995) indiquait que les prix de nœud, basés sur les coûts marginaux de moyen terme, constituaient une incitation pour les entreprises productrices à différer la mise en place de nouvelles centrales, « en dépit de l'intérêt des consommateurs qui auront des prix plus élevés et la probabilité de faille du système »<sup>59</sup>. Pour Maldonado (1995), « le niveau élevé d'intégration verticale et horizontale perturbe le fonctionnement du marché électrique en nuisant à la concurrence, l'efficacité et, à long terme, l'équité »<sup>60</sup>. En fait, un facteur émerge, à première vue, comme déclencheur de la volatilité des prix dans la crise : le déséquilibre offre-demande provoqué par le déficit de capacité.

### **1.3.2.2 La volatilité des prix**

Selon Hugues (2002), les prix du marché de court terme, dans une industrie électrique, sont volatiles en raison de plusieurs facteurs parmi lesquels on peut citer : les déséquilibres entre capacité d'offre et de demande, la rigidité de la capacité de production (ou l'élasticité

---

<sup>59</sup> Lorenzini, 1995, p18.

<sup>60</sup> Maldonado, 1995, p67.

zéro de l'offre) quand la capacité est utilisée totalement, des prix inélastiques à une demande de court terme et enfin, des prix régulés à un niveau trop bas.

En même temps, les prix sont aussi sensibles à l'équilibre entre l'offre et la demande. Lorsque la demande chute en deçà de la capacité du marché, la concurrence amène les prix de court terme en-deçà des coûts marginaux de long terme (LMRC)<sup>61</sup>, jusqu'à les égaliser aux coûts marginaux de court terme d'un producteur marginal (« market lambda »). En revanche, dans une situation de volatilité déclarée, lorsque la capacité de production est inférieure à la demande, les prix montent et dépassent le LMRC jusqu'à ce que le marché soit remis en ordre.

Le secteur électrique est une industrie très capitalistique. A ce titre, on peut citer la rigidité de la capacité de production, les périodes longues d'installation et de mise en service d'une centrale et les capitaux importants qui doivent être investis. A cela s'ajoute la forte dépendance de la récupération des capitaux à l'égard des coûts marginaux de long terme (LRMC). Cet ensemble de caractéristiques provoque les déséquilibres entre offre-demande et par la suite, la volatilité des prix.

Par ailleurs, le système chilien est très vulnérable aux aléas climatiques eu égard à sa haute dépendance hydraulique. La crise électrique chilienne montre que la nouvelle structure de marché n'a pas maîtrisé cette vulnérabilité des marchés sud-américains. En fait, la forte dépendance du marché chilien au niveau de l'hydroélectricité, à l'inverse des marchés européens et de la majeure partie du marché nord-américain, contraint à mettre en service des centrales thermiques lors des périodes de sécheresse. De plus, le Chili étant importateur de combustibles, la stabilité de son système dépend de la variation internationale des prix des combustibles (Seebach, 1997).

### **1.3.2.3 La crise et le modèle chilien**

La crise a laissé à découvert les graves défaillances du modèle. De nombreux facteurs associés à la nouvelle structure et au fonctionnement du marché ont été remis en cause. Plusieurs auteurs ont critiqué la nature et les caractéristiques du modèle chilien lui-même,

---

<sup>61</sup> Les coûts marginaux de long terme (LMRC) par unité d'un projet déterminé doivent être inférieurs ou égaux aux prix spot moyens attendus pendant la durée de vie du projet, pour qu'un nouveau projet soit économiquement profitable. Hughes William, 2002, *The Economics of Price Spikes in Deregulated Power Plants*, Charles River Associates, Boston, p6.

pourtant considéré pendant une vingtaine d'années comme un modèle de référence en Amérique Latine. Parmi les défaillances de ce modèle, nous pouvons noter :

- i) l'absence d'un cadre légal et institutionnel en adéquation avec les caractéristiques du développement de l'industrie électrique chilienne ;
- ii) la faiblesse organique des organismes d'Etat responsables de la politique, de la réglementation et de la fiscalisation des activités du secteur ;
- iii) l'obstruction à la concurrence faite par une structure de marché oligopolistique qui entraîne l'intégration verticale et horizontale ;
- iv) le manque de transparence de l'opérateur du système, résultat d'une malformation de cet organisme, phénomène connu sous le terme de « captura du régulateur ».

Tous ces facteurs sont apparus lors de la crise chilienne dont le manque de capacité de production apparaît comme l'un des effets majeurs. Sur la base d'un tableau récapitulatif n°3.2, fait par Hugues (2002), nous allons présenter un résumé des facteurs caractéristiques de la crise chilienne :

**Tableau n°3.2 : Tableau Récapitulatif de la crise Chilienne**

<b>Facteurs liés à la production.</b>	
1. Capacité installée.	La volatilité apparaît lorsque la demande égale ou dépasse la capacité disponible. La définition de la capacité installée doit préserver une marge de réserve.
2. Pannes.	Bien que la réserve de capacité atteigne un niveau convenable, d'éventuelles pannes ou retards d'installations peuvent causer une pénurie de production. Au Chili, cela a été un facteur décisif.
3. Combinaison des ressources de production.	La combinaison des énergies renouvelables et non renouvelables, ainsi que de diverses technologies pour produire l'électricité, affectent les coûts marginaux de génération qui, eux-mêmes déterminent le revenu nécessaire pour couvrir le LRMC. Ce qui importe ici est de sortir de la situation de vulnérabilité liée à la forte dépendance du Chili sur la production de l'hydroélectricité.
4. Contraintes de transmission.	Dans certaines régions, des étranglements de transmission peuvent causer la volatilité, malgré la disponibilité de la réserve de marché. De ce fait, une liaison entre le SIC et le SING semble nécessaire.
5. Courant du Niño.	Les aléas de l'apparition du courant du Niño affectent en particulier les points 1 et 3. De plus, en ce qui concerne le 2, la programmation de l'entretien des centrales, de l'entretien lui-même et des nouveaux projets doit être gérée de façon stricte lorsque la dépendance sur l'hydraulique demeure.
<b>Facteurs liés à la demande.</b>	
1. Courbe de charge.	La courbe de charge, qui représente l'évolution continue de la puissance appelée au cours du temps, détermine la combinaison des énergies (renouvelables et non renouvelables) ainsi que les coûts marginaux de la production.
2. Sensibilité à la météo.	Lorsque la climatisation ou le chauffage font partie importante de la charge totale, la demande est fonction des aléas du climat, ce qui affecte l'usage de la capacité installée.
3. Activité économique.	Les variations de l'activité économique concernant notamment l'industrie et le grand commerce, peuvent provoquer des variations de la charge à court terme.
4. Prix de détail.	Comme la demande est sensible aux prix de détail, les pressions de la demande peuvent engendrer la volatilité des prix.
5. Courant du Niño.	Le courant du Niño bouleverse les facteurs 1, 2, 3 et 4.
<b>Facteurs liés à la structure du marché et au cadre régulateur.</b>	
1. Prix du marché de gros.	En imposant les prix du marché de gros, on peut prévenir la volatilité des prix. Néanmoins, le déficit de capacité peut se présenter comme un effet adverse d'une telle mesure.
2. Centres de dispatching.	La transparence des Centres de Dispatching a été contestée et considérée comme un défaut lié à leur manque d'indépendance face aux acteurs.
3. Structure du marché.	Le degré d'intégration verticale et horizontale est élevé, ce qui empêche une concurrence réelle sur le marché.
4. Barrières à l'entrée.	Il y a des barrières à l'entrée, notamment celle de l'usage de l'eau et le contrôle total de la transmission par ENDESA. Ces barrières se posent en obstacle à l'installation de nouveaux concurrents sur le marché.
5. Règles de péage.	Le mécanisme de définition des péages qui est ambigu s'oppose à un dispositif de transmission nettement commercial.
6. Système de prix.	Dans la définition des prix, il y a des difficultés associées à la définition de l'« entreprise modèle », à l'asymétrie d'information pour vérifier la rentabilité des entreprises, à la valorisation des études sur la VAD et la VNR et enfin, aux termes de référence sur lesquels s'appliquent les études des entreprises.
7. Exigences de capacité disponible.	Le marché chilien de même que les marchés latino-américains (dépendants sur l'hydraulique) nécessite des producteurs qui puissent mettre en service une capacité thermique suffisante ainsi qu'une réserve pour couvrir les aléas du climat et assurer un haut niveau de fiabilité, ce qui augmente, au final, les prix pour les clients.

#### 1.4 Conclusions de la section 1

L'analyse de l'expérience de déréglementation de l'électricité au Chili a révélé qu'une réforme radicale, avec pour seul objectif la privatisation sans promouvoir le développement des mécanismes concurrentiels, n'est pas toujours efficace.

Le Chili, contrairement à ses voisins latino-américains, a soutenu ce processus de manière délibérée et volontaire. En effet, durant cette période, la crise énergétique que les autres pays connaissaient pendant les années 1980 n'est pas à l'ordre du jour, et la décision de transférer l'ensemble du secteur énergétique au secteur privé, est prise sans contraintes de la part des institutions internationales.

La dictature militaire décide alors de rompre avec le modèle économique traditionnel chilien, tourné vers le secteur public, en désengageant l'Etat de son intervention directe dans l'économie.

Malgré la mise en place d'une nouvelle réglementation basée sur l'entreprise modèle (*Efficient Firm*), l'expérience de déréglementation n'a pas atteint les objectifs espérés. La définition de l'entreprise efficace implique des renseignements sur la firme réelle tout en sachant que les coûts dépendent, parmi d'autres facteurs, de la densité démographique, de la demande des clients etc. Les décisions tarifaires témoignent largement de l'asymétrie d'information entre les firmes réglementées et le régulateur. L'objectif de plafonner les profits à 10 %, n'est pas nécessairement synonyme d'efficacité.

La nature de la déréglementation de l'électricité au Chili a permis à ENDESA, et plus globalement à ENERSIS, le holding financier, d'entretenir une position dominante sur le marché. Le degré d'intégration verticale et horizontale est tel qu'il empêche l'exercice d'une véritable concurrence.

Le fait qu'ENDESA soit à la fois producteur, propriétaire du transport et d'une grande partie de la distribution constitue une barrière à l'entrée de nouveaux concurrents. De même, l'introduction dans les actifs privatisés d'ENDESA, de la propriété des ressources hydrauliques, entrave l'accès au marché des acteurs potentiels.

Par ailleurs, la transparence des centres de dispatching est contestée et considérée comme un défaut lié à leur manque d'indépendance face à de nouveaux acteurs.

## **Section 2 L'Argentine<sup>62</sup>: changements profonds et rapides dans le secteur électrique**

### **2.1 Les grandes étapes historiques du développement du secteur**

La plupart des auteurs ont analysé l'histoire du secteur électrique argentin en trois étapes<sup>63</sup> : de 1887 à la seconde Guerre Mondiale, de 1945 jusqu'en 1990, de la dernière déréglementation jusqu'à nos jours.

#### **2.1.1 Les origines de l'industrie électrique en Argentine**

La première étape est marquée par la création de l'industrie électrique sous la tutelle de l'entreprise privée. C'est ainsi que, à partir de l'année 1887, la ville de Buenos Aires a été alimentée par plusieurs entreprises privées. Plus tard, en 1901, ces entreprises ont été acquises par la firme CATE (Compagnie Allemande Transatlantique d'Electricité).

La CATE a été octroyée en 1907 avec la concession du service public d'électricité au niveau municipal pour une période de cinquante ans. Cette concession a été transférée plus tard, en 1921, à CHADE (Compagnie Hispano-Argentine d'Electricité). En 1936, cette dernière s'est transformée en CADE (Compagnie Argentine d'Electricité) dont la majorité des actions appartenaient à des investisseurs français (Abdala et Bastos, 1995).

Notons qu'en 1912, une partie de la ville de Buenos Aires était alimentée par une autre firme, la CIAE (Compagnie Italo Argentine d'Electricité) constituée par des capitaux suisses. En 1936, CADE comme CIAE ont vu leurs contrats prolongés de 40 ans.

Par la suite, à la fin des années 1950, deux conflits ont déclenché la nationalisation de la filière électrique. Le premier conflit fut engendré par l'incapacité des firmes privées à résoudre les problèmes d'approvisionnement liés à la forte concentration démographique. Ce déficit fut à l'origine de pénuries d'électricité dans la ville de Buenos Aires.

En second lieu, la crise se manifesta par de nombreux conflits juridiques entre le gouvernement et la CADE, conflits relatifs à l'extension des concessions de la CADE, octroyées par des ordonnances municipales.

---

<sup>62</sup> L'Argentine a une surface territoriale équivalente à 5,1 fois celle de la France et, une population d'environ 37 millions d'habitants.

<sup>63</sup> Voir l'annexe n°3.2.1 qui contient quelques traits historiques de l'évolution de l'industrie électrique argentine.

Ces deux problèmes ont obligé le gouvernement à intervenir et, ont favorisé l'émergence du monopole public SEGBA (Services Electriques du Grand Buenos Aires), à capitaux publics majoritaires (Abdala et Bastos, 1995).

A partir du début du 20<sup>ème</sup> siècle, dans le reste du pays, les mairies et les organismes provinciaux régulèrent le service d'électricité, qui restait néanmoins sous la responsabilité des entreprises privées étrangères<sup>64</sup>. Très souvent en incapacité de satisfaire la demande, en particulier dans les régions marginales et rurales, ce service fut à l'origine, au cours des années 1940, d'une opposition croissante de la part de l'opinion publique.

Ainsi, la présence de l'Etat dans le service public d'électricité s'est effectuée en réponse à la nécessité de promouvoir le développement industriel par l'usage des ressources hydrauliques du pays (Romero, 1998).

### **2.1.2 Les « Trente Glorieuses » de l'Etat argentin dans le secteur électrique**

La deuxième étape commence à la fin de la deuxième guerre mondiale, et elle dure jusqu'en 1990. L'industrie électrique s'est développée sous l'action de l'Etat, si bien qu'à la fin, la presque totalité de la production, du transport et la distribution est prise en charge par des entreprises étatiques. En 1958, la création du monopole SEGBA, puis, en 1961 sa nationalisation totale, marquèrent en effet le début de cette étape.

La CIAE, quant à elle, est restée dans le secteur privé, ses activités étant régulées par le Sous-secrétariat d'Energie et sous un régime de tarification similaire à celui de SEGBA. Entre 1973 et 1976 le gouvernement péroniste, sous prétexte d'un désaccord sur les termes de la concession, a tenté de nationaliser la CIAE sans y parvenir. Finalement, la CIAE fut achetée par l'Etat et fusionnée avec la SEGBA en 1979.

En dehors de la ville de Buenos Aires, l'Etat commença à compter parmi les protagonistes du secteur électrique dès les années 1940. Ainsi, créée en octobre 1943, la Direction Générale d'Energie fut transformée en Direction Générale des Centrales Electriques

---

<sup>64</sup> Tels sont le cas de l'Intercontinental Power Co., de la Compagnie Suisse-Argentine d'électricité et d'ANSEC, dépendante de l'American Foreign Power Co., celle-ci subsidiaire de l'entreprise nord-américaine Electric Bond and Share Corporation (EBASCO). Ce groupe par exemple, avait accordé avec la CADE et la CIAE ses régions d'influence et créa 9 compagnies propriétaires de 82 centrales électriques. L'Intercontinental Power Co., pour sa part, avait 54 centrales rassemblées dans le groupe SUDAM et la compagnie Suisse-Argentine avait 20 centrales. Abdala Manuel et Bastos Carlos, 1995, Transformación del sector eléctrico argentino, segunda edición, Córdoba, Argentina, p10.

de l'Etat (CEDE). Cet organisme devait réaliser des études de projection, d'exécution et d'exploitation des centrales électriques, des lignes de transmission et de distribution.

Au cours des années 1940, la fusion de quelques organismes étatiques, chargés du management de l'eau, déboucha sur la constitution de l'Entreprise Nationale d'Energie (ENDE). Plus tard, en 1957, ce même processus conduit à la création du monopole public « Agua y Energia » (AyE), chargé, notamment, d'acheter et de vendre de l'énergie électrique, de participer à la production, à la transmission et à la distribution de l'énergie<sup>65</sup>.

Durant les décennies 1950 et 1960, « Agua y Energía » constitua le monopole exécuteur des politiques du gouvernement. C'est à cause de cela que AyE fut l'entreprise étatique du secteur qui a subi le plus d'interférences politiques dans sa gestion, en particulier au niveau de sa politique tarifaire, dans la mesure où celle-ci impliquait une péréquation tarifaire et des subventions.

Au début des années 1980, à la suite de la dé-intégration verticale de l'entreprise, le gouvernement central décida que AyE devait transférer certaines lignes de transmission et de distribution et quelques centrales aux gouvernements provinciaux (Romero, 1998).

Il est important de mentionner dans ce rappel historique la création de HIDRONOR S.A. (Hidroeléctrica Norpatagónica S.A.) en 1967. Elle est conçue pour faire face à la nécessité d'obtenir des crédits à l'étranger afin de matérialiser des projets de la région du « Comahue ». Son objectif visait l'utilisation des ressources hydrauliques de la région du nord de la Patagonie, notamment celles des bassins des rivières Limay et Neuquén.

La création de cet organisme, parallèle à AyE, souligne l'intention de disposer d'une entité moins vulnérable aux interférences et pressions politiques. En effet, ce monopole avait la forme d'une société anonyme avec une participation majoritaire de l'Etat, mais ressortait du droit privé.

Par ailleurs, tout au long des années 1970 et 1980, les grands projets de type binationaux ont été pris en charge par l'Etat. Parmi ceux-ci, on compte notamment « El Salto Grande » 1890 MW avec l'Uruguay et « Yacyretà » 2950 MW avec le Paraguay.

Finalement, l'Etat argentin constitua la Commission Générale d'Energie Atomique (CNEA) en 1950, dans l'objectif de contrôler et développer la technologie nucléaire appliquée à différents projets dont la production d'énergie électrique.

---

<sup>65</sup> Ajoutées aux fonctions déjà signalées, AyE était le principal fournisseur d'irrigation et il exerçait le contrôle des ressources hydrauliques. En ce qui concerne les données historiques, voir l'annexe n°3.2.1.

### 2.1.2.1 L'évolution de la production d'énergie électrique

Durant cette période, la gestion de l'Etat a permis de faire face à la forte progression de la demande. Le taux de croissance (en puissance maximale) était de l'ordre de 11,92% par an. Ainsi, avant la déréglementation, la puissance demandée est passée de 3361 MW en 1970 à plus de 8800 MW en 1991 (voir annexe n°3.2.2). Sur la même période, l'énergie brute produite s'accroît au taux moyen de 13,55% par an. Par ailleurs, l'installation de nouvelles centrales de réserve<sup>66</sup> a permis d'augmenter la marge de réserve du Système Interconnecté National (SIN), de 30,83% en 1970, à 43,5% en 1991 (Romero, 1998).

De plus, la structure de l'offre a considérablement varié. En effet, au cours de cette période la gestion de l'Etat s'est traduite par une diversification des sources d'énergie. Le tableau n°1, l'annexe n°3.2.2 et l'annexe 3.2.3 illustrent les tendances fondamentales :

- i) L'établissement et le développement de l'énergie nucléaire par la CNEA dont sa part dans la production totale d'énergie s'accroît de 6,56% à 15,48% ;
- ii) durant les années 1980-1987 une remarquable substitution de la production thermique par la production d'origine hydraulique et nucléaire ;
- iii) le début d'un processus de substitution des dérivés du pétrole par le gaz naturel dans les centrales thermique conventionnelles, phénomène qui va s'approfondir pendant la période de déréglementation des années 1990 (voir le tableau n°3.3) ;
- iv) la mutation de la capacité installée en ce qui concerne les centrales hydrauliques<sup>67</sup> et thermiques. En 1980, ces productions étaient respectivement de 35% et 60,6%. En 1991, elles s'établissent à 42,06% et 51,53% (Annexe n°3.2.3) ;
- v) l'indisponibilité croissante du parc thermique liée au défaut d'entretien entre 1980 et 1989, de 21,8% jusqu'à 34,4% ;
- vi) du côté de la demande, on peut constater l'augmentation des pertes d'énergie<sup>68</sup>, de 17,89% en 1970, jusqu'à 22% en 1991 (Annexe n°3.2.4).

---

<sup>66</sup> Il est possible de trouver des marges de réserve différentes selon les sources énergétiques des systèmes électriques. Ainsi, par la nécessité d'avoir une protection face aux risques de variations climatiques, les systèmes basés sur l'hydraulique montrent des marges de réserve plus élevées que celles d'autres systèmes. D'un autre côté, la réserve nominale, calculée comme la différence entre la puissance nominale installée et la puissance maximale demandée, ne représente pas une mesure convenable de la réserve effective du système, étant donné qu'il doit être corrigé par l'autoconsommation d'énergie dans le processus de production et par l'indisponibilité des centrales. Abdala et Bastos, 1995, p25.

<sup>67</sup> L'Argentine a un potentiel hydraulique de 44.500 MW. Olade, 2003, Sistema de Informacion Economica Energetica, Quito.

Pendant les années 1988 et 1989, l'Argentine a connu une forte sécheresse qui, ajoutée à l'indisponibilité du parc thermique, entraîna des déficits énergétiques et des coupures d'électricité. L'augmentation de la thermoélectricité ne fut pas suffisante pour surmonter la crise et les coupures (Pistonesi, 2000).

**Tableau n°3.3 : Production d'électricité selon les sources ( %)**

<b>Année</b>	<b>Vapeur</b>	<b>Diesel</b>	<b>Turbo-gaz</b>	<b>Hydroel.</b>	<b>Nucléaire</b>	<b>Total</b>
1980	43,15	2,83	5,25	42,21	6,56	100
1981	44,25	2,54	3,78	41,43	8,00	100
1982	39,79	1,98	4,6	48,39	5,17	100
1983	36,23	1,81	6,07	47,13	8,75	100
1984	32,87	1,91	5,40	48,45	11,37	100
1985	29,08	1,75	5,73	49,55	13,90	100
1986	30,92	1,55	8,34	46,51	12,69	100
1987	32,87	1,32	6,99	45,38	13,44	100
1988	43,03	1,26	12,00	31,63	12,08	100
1989	45,70	1,20	13,60	28,50	10,90	100
1990	34,83	1,06	10,18	38,39	15,48	100

Source: Abdala et Bastos (1995), p24.

Au cours de cette étape, les délais excessifs dans la construction des projets ont occasionné une augmentation des coûts. La centrale de Yacyretà est un bon exemple : sa construction débute en 1973 pour n'entrer en activité qu'en 1994.

Au moment où la déréglementation des années 1990 se mettait en place, les entreprises publiques d'électricité sont déjà opérationnelles depuis trente ans. L'Etat avait rempli ses objectifs en termes d'approvisionnement, d'une part, et d'équipement, d'autre part, à travers l'expansion du service à tout le pays. Cette évolution a néanmoins entraîné de très lourds investissements, en particulier dans la production (Romero, 1998).

---

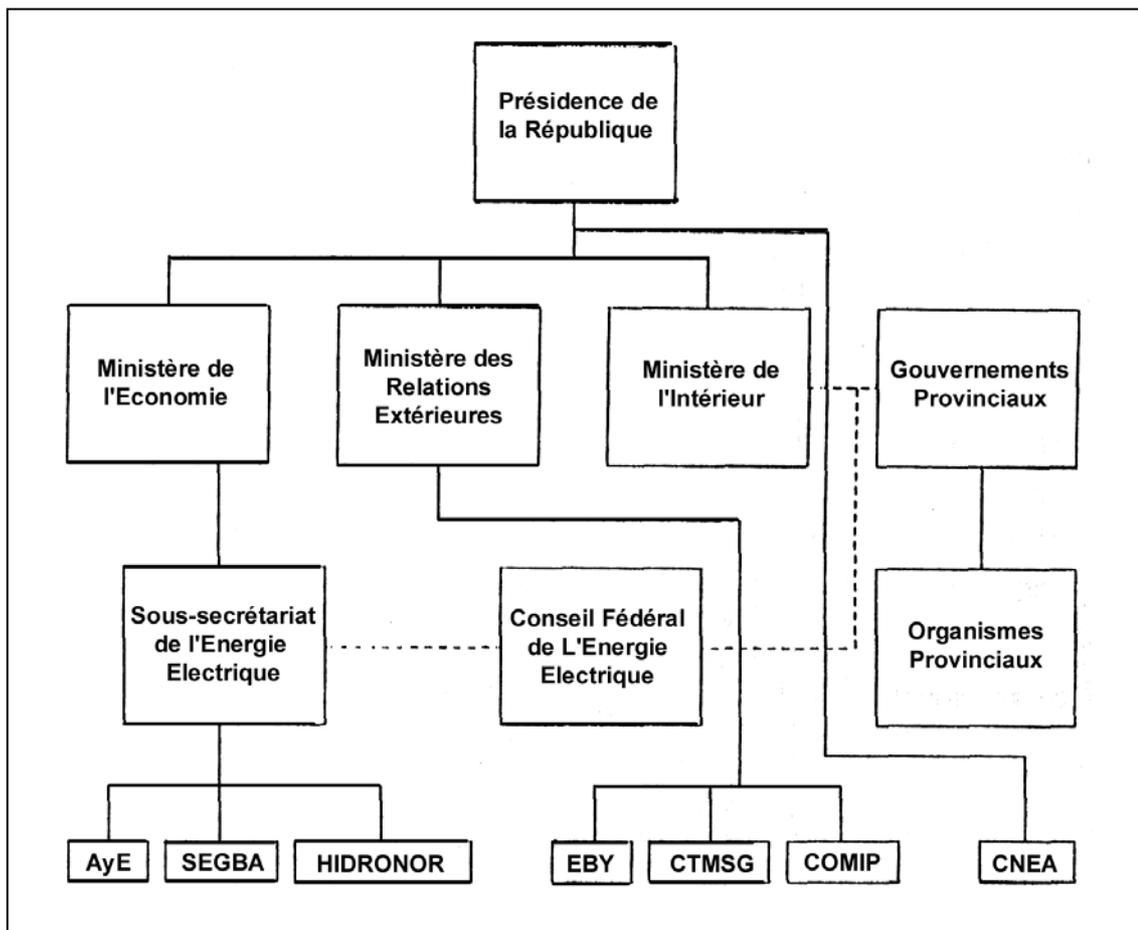
<sup>68</sup> Une partie de l'augmentation est justifiée par les « pertes techniques » qui émergent des caractéristiques propres de la transmission et de la distribution d'électricité. L'autre partie est due à un important accroissement des « pertes non techniques ». Ce dernier fut l'un des principaux problèmes qui a du être résolu par les concessionnaires de distribution. Romero Carlos, 1998, p11.

Les débuts de la déréglementation, en 1991, marquent l'entrée dans une troisième étape de développement économique du secteur électrique. A la suite des processus pionniers du Chili et de l'Angleterre, le cas argentin s'inscrit dans la première génération des déréglementations. L'analyse de cette étape constitue l'objectif central de cette étude, mais il nous faut d'abord faire un examen rapide de la structure du secteur avant la déréglementation.

### 2.1.2.2 La structure du secteur électrique avant 1990

La constitution du Système Interconnecté National (SIN), l'actuel Système Argentin d'Interconnexion (SADI), a été le produit de l'effort de l'Etat argentin pendant environ trente ans. Les gros projets de production thermique, hydroélectrique et nucléaire, ainsi que les réseaux de transmission et de distribution ont été exécutés par l'Etat à travers de la SEGBA, AyE, HIDRONOR et la CNEA (cf. graphique n°3.7).

*Graphique n°3.7 : La structure institutionnelle du secteur électrique argentin avant 1990*



Source : Abdala et Bastos, 1995, p61.

De plus, l'Etat a concrétisé d'autres projets binationaux finalisés par l'usage des eaux des rivières Limay et Uruguay, tels que le « Salto Grande » et « Yacretà » qui, encore aujourd'hui, continuent à jouer un rôle considérable dans la production énergétique du SADI.

La production d'énergie électrique en Argentine était, jusqu'au début de la déréglementation, développée par une trentaine d'entreprises au sein desquelles SEGBA, AyE et HIDRONOR représentaient environ 62% du total. La production totale de l'année 1990 s'élevait à 47.877 GWh, dont 43.014 GWh provenaient du SIN, le système qui couvrait presque tout le pays. Ainsi, 46,48% de la production correspondaient aux centrales thermiques, 36,59% à l'hydraulique et le reste, 16,93%, aux centrales nucléaires (Abdala et Bastos, 1995).

### 2.1.2.3 Le transport et ses goulets d'étranglement

En 1991, le réseau de transport d'énergie se composait de 13.812 Km de lignes de haute et de moyenne tension de 500, 330, 220 et 132 KV. Ce réseau, qui constituait la base de l'intégration nationale du système, a été bâti par AyE, HIDRONOR et SEGBA. Nous pouvons voir sa configuration physique dans le graphique n°3.8.

*Tableau n°3.4 : Le partage régional de production et de demande*

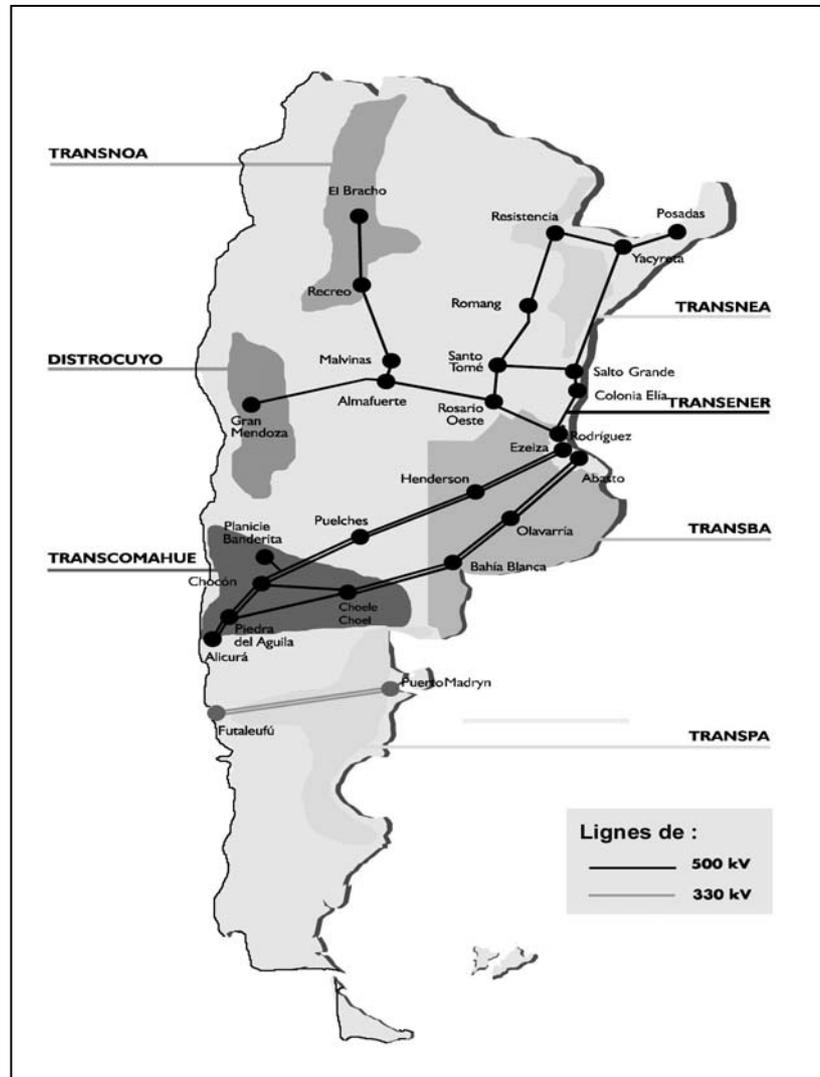
Région	Source	Production (%)			Demande (%)		
		1987	1988	1989	1987	1988	1989
Buenos Aires	Thermique	28,9	28,8	31,4	51,4	50,4	49,3
NOA	Thermique	5,3	5,1	5,0	5,2	5,2	5,2
NEA	Thermique	2,7	2,8	2,7	2,6	2,6	2,7
Littoral	Hydroel.	13,5	13,5	12,5	12,8	12,8	13,0
Centre	Hydro-N.	15,1	15,0	14,5	6,9	6,9	6,9
Cuyo	Hydroel.	8,2	8,2	8,6	7,4	7,4	8,3
Comahue	Hydroel.	26,3	26,6	25,3	13,7	13,7	14,4

Source: Abdala et Bastos, 1995, p23.

Encore aujourd'hui, les déséquilibres entre la localisation de la production et celle d'une demande fortement concentrée impliquent le transport d'énergies sur de longues distances, surtout entre le Grand Buenos Aires et Comahue. En effet, la région Centre Ouest du pays (Le Grand Buenos Aires GBA, Centre et Littoral) concentre environ 70% de la consommation

totale du système (voir le tableau n°3.4), alors que les excédents se situent dans les régions périphériques de Comahue<sup>69</sup> et du Nord-est argentin (NEA).

*Graphique n°3.8 : Configuration Physique du SIN*



Source : ENRE, 2003.

Dans ces conditions, le réseau de transport doit impérativement assurer la transmission des excédents d'énergie des régions périphériques vers celles à haute concentration de demande.

<sup>69</sup> En fait, le Comahue étant à la fois la région majeure d'offre hydroélectrique avec des centrales à grands barrages et la principale région productrice de gaz naturel, ses centrales présentent une compétitivité très élevée.

Le réseau de transport argentin est devenu un élément clef pour la fiabilité du système d’approvisionnement, notamment en ce qui concerne les interconnexions entre Comahue, le Grand Buenos Aires et NEA-Littoral-GBA. Cette caractéristique structurale du transport du SIN est aujourd’hui cruciale pour le développement d’une concurrence efficace dans le marché de production (Pistonesi, 1998).

#### **2.1.2.4 La distribution de l’électricité**

A la fin des années 1980, près d’une vingtaine d’entreprises provinciales approvisionnait le pays en électricité. Bien que la création de quelques entreprises datait du début de 20<sup>ème</sup> siècle, la plupart d’entre elles avaient été créées lors de la dé-intégration du monopole public AyE au début des années 1980. Leurs activités couvraient aussi le transport et la production. Par ailleurs, une partie de l’approvisionnement était effectuée par des coopératives constituées avec le soutien des municipalités dans la première moitié du 20<sup>ème</sup> siècle<sup>70</sup>.

A la fin des années 1980, le système électrique argentin, caractérisé par la présence quasi exclusive des entreprises de l’Etat Fédéral, au niveau national, binational ou provincial, présentait une situation d’insolvabilité financière et une profonde détérioration de gestion, avec une forte croissance de partes techniques et non techniques (voire l’annexe n°3.2.5). Cette situation coïncida avec une pénurie d’énergie provoquée par une sécheresse et par l’indisponibilité du parc thermique mal entretenu. Si la crise a contribué à justifier la nécessité d’introduire des changements majeurs dans la structure de l’industrie électrique, la déréglementation fut le résultat de la réforme générale économique mise en place par le régime politique de l’époque (Pistonesi, 1998).

## **2.2 La privatisation, premier pas vers la déréglementation**

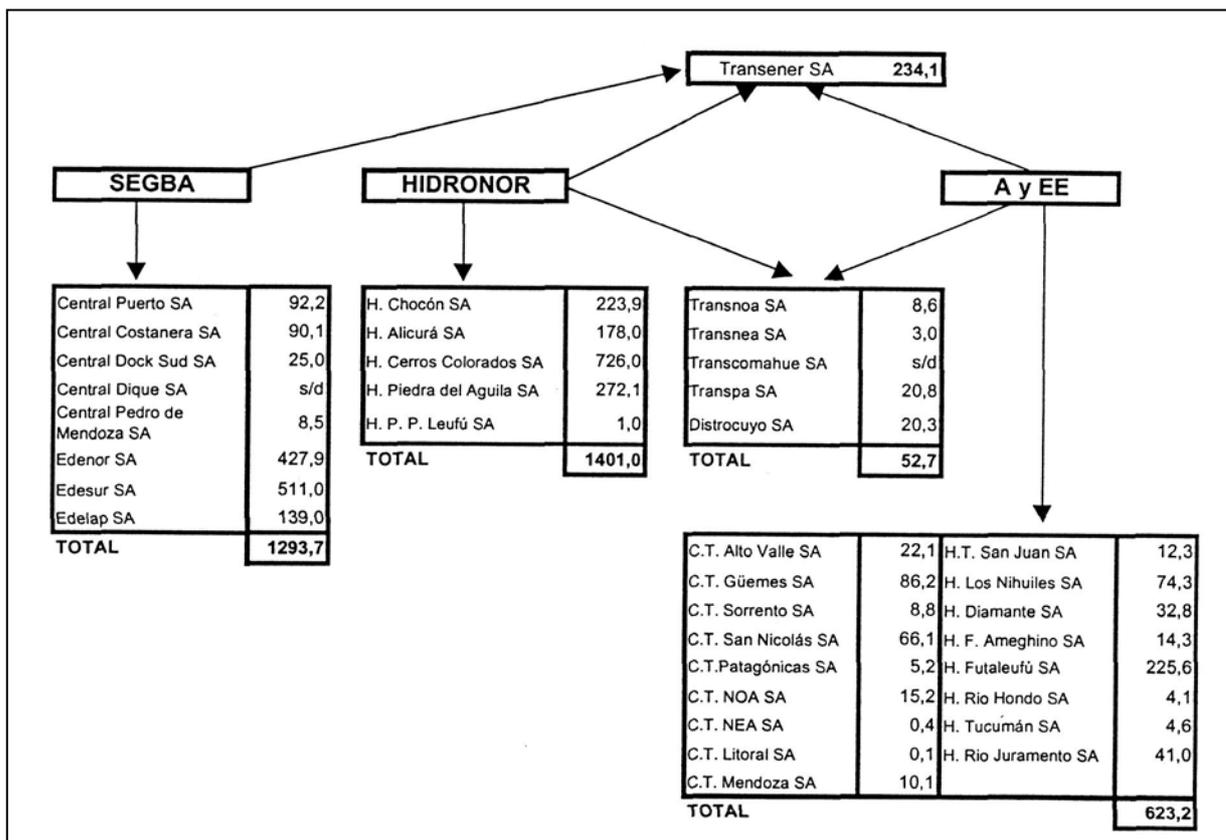
La Loi de Réforme de l’Etat n°23696 fut le premier outil juridique qui ouvrit le chemin des privatisations en 1989. En 1992, la première entreprise privatisée fut la SEGBA S.A. Ce mouvement continua avec la privatisation des centrales de AyE et d’HIDRONOR.

---

<sup>70</sup> La première de ces coopératives s’est constituée en *Punta Alta, Bahia Blanca*, en 1926. Abdala et Bastos, 1995, p15.

Dans une première étape, les monopoles nationaux ont été privatisés<sup>71</sup> tandis que les provinces ont commencé à donner en concession l'activité de distribution et à vendre les centrales de production à partir de 1995. Le graphique n°3.9 présente un résumé des unités de négoce privatisées à partir des monopoles publics.

**Graphique n°3.9 : Unités de négoce privatisées à partir des monopoles publics**



Source : Romero, 1998, p14.

Les modalités suivies pour la privatisation dépendaient des caractéristiques de chaque entreprise. Ainsi, dans la production, les centrales thermiques ont été privatisées par le biais de la vente des actifs, alors que les centrales hydrauliques ont été octroyées par concession (30 ans). Les unités de transport et de distribution par contre ont été données en concession pour des longues durées, de l'ordre de 90 à 95 ans (Romero, 1995).

<sup>71</sup> Le graphique n°3 présente les unités de négoce privatisées à partir des monopoles publics. Les recettes totales obtenues ont été d'environ 3.600 millions de dollars, résultat de la vente en liquide et en titres d'Etat. Romero, 1998, p15.

Chisari et Rodriguez (1998) soulignent qu'une des plus importantes caractéristiques du processus de privatisation en Argentine a été la vente par « paquet d'actions de contrôle », vente à laquelle est toujours associée l'opérateur du système, soit en faisant partie de la société d'investissement, soit par le biais d'un contrat de services<sup>72</sup>. Cette modalité diffère de la vente d'actions sur les marchés de capitaux, caractéristique des privatisations en Angleterre et au Chili.

L'option argentine de vente de paquets de contrôle des firmes à un investisseur unique stratégique, a généré des problèmes d'asymétries informationnelles dans le rapport principal-agent. Dans la réalité, conséquence du fait qu'une grande partie des actions ait été achetée par des investisseurs privés (tels que les fonds de pensions, fonds d'investissements, des petits investisseurs), le management de l'entreprise est resté dans les mains de quelques actionnaires. Ceux-ci ont eu tendance à se comporter en fonction de leur propre intérêt, parfois contradictoire avec celui des entreprises et leurs actionnaires. Par la suite, une série de défaillances sont apparues, aggravées par le manque d'un marché de capitaux efficace<sup>73</sup>.

### **2.3 La nouvelle structure de l'industrie après la déréglementation**

D'après les protagonistes de la déréglementation, les origines de celle-ci doivent être recherchés à travers une comparaison avec l'expérience nord-américaine qui s'est déroulée après la Public Utility Regulatory Policy Act, la loi PURPA de 1978, ainsi que « à travers les références qui constituent les systèmes électriques dont la configuration était comparable à celle de l'Argentine, tels les cas du Chili et du Royaume Uni »<sup>74</sup>.

La déréglementation mise en place en Argentine se caractérise par la rapidité d'exécution, sa profondeur et la portée de ses mesures. Pistonesi (1998) et Caruso (1994) soulignent les caractéristiques essentielles :

- i) La profondeur et l'orientation de la transformation du système énergétique ont été conditionnées par les réformes économiques au niveau national ;

---

<sup>72</sup> En effet, la transaction ne peut porter que sur l'ensemble : le capital majoritaire et l'opérateur technique et commercial du système.

<sup>73</sup> La différence entre le Chili et le Royaume Uni à cet égard est révélatrice. Le développement d'un marché de capitaux au Royaume Uni a abouti à ce que, une fois parvenu au terme légal qui limite la vente des actions, un processus très actif de fusion et d'acquisitions s'est déclenché. Par contre, au Chili où le marché de capitaux est peu développé, ce processus s'est traduit par une tendance à la concentration, en conséquence du nombre restreint d'investisseurs. Chisari O., et Rodriguez M., 1998, p21.

<sup>74</sup> Abdala et Bastos, 1995, p97.

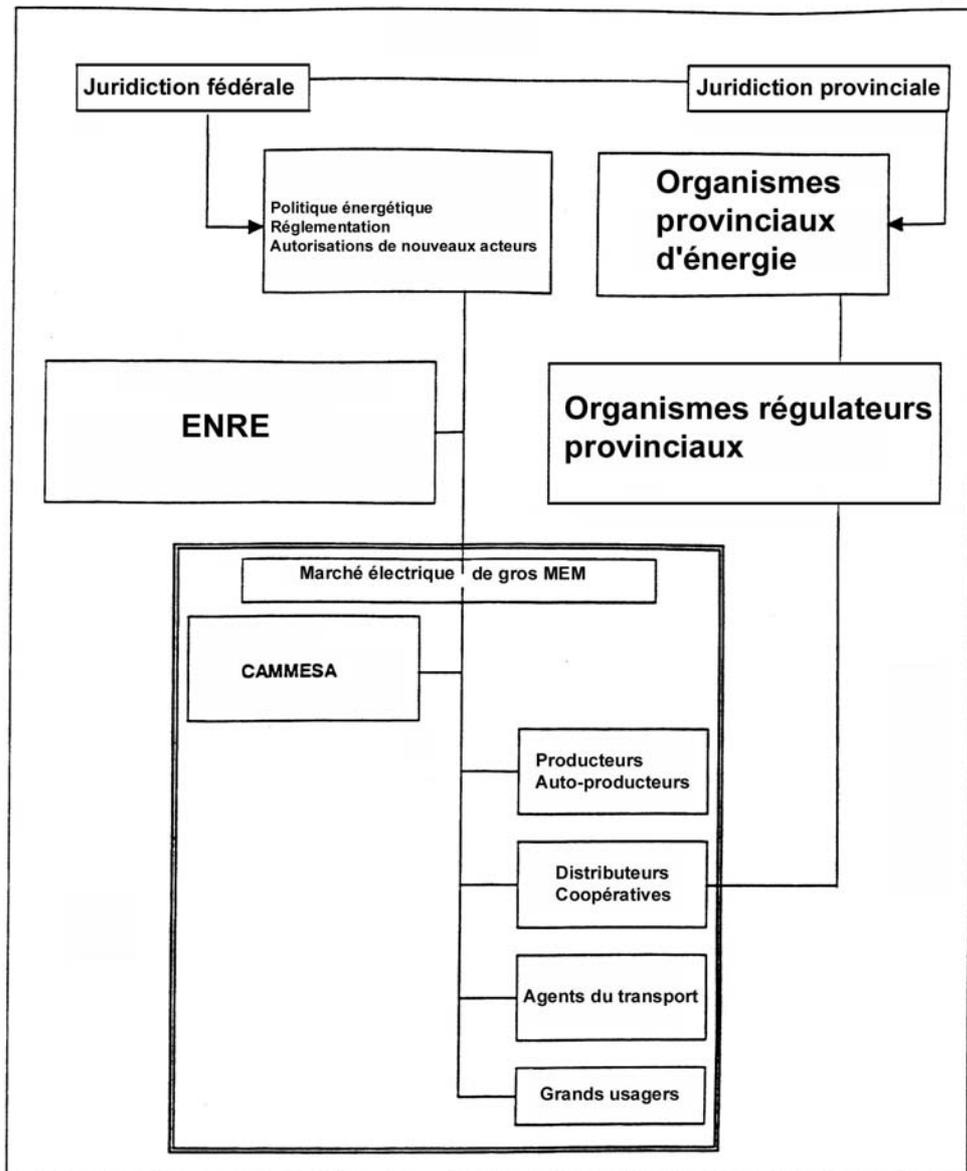
- ii) la profondeur, la portée et la rapidité ont fait de l'expérience argentine un cas extrême ;
- iii) les bases de la déréglementation sont : la dé-intégration verticale du réseau, la dé-intégration horizontale partielle des activités de production et de distribution, le libre accès aux réseaux de transport et de distribution, la libre entrée dans l'activité de production, le transfert des unités appartenant au secteur public vers le privé ;
- iv) les bases antérieures ajoutées à l'abondante disponibilité du gaz ont favorisé l'installation de la concurrence dans le *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM) ;
- v) l'expansion du transport a constitué l'un des maillons faibles du nouveau système. Au contraire de la production, les investissements dans le transport ont été peu importants à cause d'un manque d'efficacité des incitations.
- vi) Les compagnies de production (GENCOs) hydroélectriques doivent obtenir une permission pour l'exploitation des ressources naturelles ;
- vii) les compagnies de transmission (TRANCOs) et de distribution (DISCOs) doivent obtenir un contrat de concession pour opérer ;
- viii) le service est obligatoire pour les distributeurs ;
- ix) les producteurs ne sont pas obligés de livrer l'énergie ;
- x) le concessionnaire du transport ne peut contrôler ni GENCOs ni DISCOs ;
- xi) aucune GENCO ne peut avoir plus de 10% de la capacité installée du SADI, condition établie pour empêcher les situations monopolistiques ;
- xii) les transferts entre GENCOs dans le marché spot sont valorisés au coût marginal de court terme ou prix de marché ;
- xiii) les gros consommateurs peuvent acheter sur le marché spot ou sur le marché de long terme avec les GENCOs ;
- xiv) les DISCOs peuvent acheter sur le marché de long terme mais à condition d'équilibrer leurs excédents ou déficits sur le marché spot.

Dans ce cadre, avec les anciennes centrales qui appartenaient aux monopoles publics HIDRONOR, AyE et SEGBA, de nouvelles unités de production ont été créées pour être privatisées plus tard.

Il est important de mentionner le cas de la distribution dans l'aire métropolitaine auparavant contrôlée par la SEGBA. L'aire a été divisée en trois surfaces de concession à

partir desquelles trois entreprises ont été créées : l'Entreprise de Distribution du Nord (EDENOR), l'Entreprise de Distribution du Sud (EDESUR) et l'Entreprise de Distribution de la Plata (EDELAP). Toutes les trois ont été vendues et données en concession au privé.

*Graphique N°3.10 : La nouvelle structure du marché électrique argentin*



Source : Pistonesi, 1998, p24.

Actuellement (2002), l'industrie électrique est intégrée par deux marchés électriques grossistes. D'une part, le Système Argentin d'Interconnexion (SADI) dont la portée couvre presque tout le pays sauf la région patagonique, ce qui constitue le MEM. D'autre part, le

Marché Electrique Grossiste Patagonique, MEMSP, qui approvisionne en énergie la région patagonique (cf. graphique 3.10).

La puissance installée totale est de 24.914 MW pour une offre d'énergie de 77.057 GWh, approvisionnée par un réseau de 15.600 Km de longueur à voltages de 500, 330, 220 et 132 kV. A cette capacité installée totale, 10.834 MW correspondent aux centrales hydroélectriques, 13.000 MW aux thermiques et 1.050 MW à l'énergie nucléaire.

En ce qui concerne l'énergie produite au cours de l'année 2001, 47% sont d'origine hydraulique, 43,4% proviennent du thermique conventionnel et 8% du nucléaire. Globalement, la production de l'énergie en Argentine repose fondamentalement sur l'hydraulique et le gaz ; la production de gaz représentant 95% du total thermique (ENRE, 2002).

Du côté de la demande, 59% de la consommation se situe dans l'aire du Grand Buenos Aires, 13% dans le littoral, 9% dans la région centrale, 6% en Cuyo, 6% dans le Nord-ouest argentin (NOA), 4% en Comahue et enfin, 3% dans le Nord-est argentin (NEA).

### **2.3.1 Les nouveaux acteurs du marché argentin**

Aujourd'hui le MEM est composé d'environ 40 entreprises de production (26 thermiques et 13 hydrauliques), 5 entreprises de transmission, dont la plus importante TRANSENER effectue la maintenance du réseau à haute tension qui couvre le SADI, le reste étant entretenu par quatre entreprises régionales. Finalement, 25 entreprises sont chargées de la distribution dont six appartiennent au privé et le reste aux provinces (voir le tableau n°3.5).

Sur le marché, les agents peuvent prendre l'option de commercialiser de façon directe leur énergie (soit du côté de l'offre soit de la demande). Ils peuvent aussi passer par un fournisseur. Cependant, les accords de commercialisation n'enlèvent pas aux agents la responsabilité technique à l'égard du contrôle de la fréquence, de puissance réactive etc.

**Tableau n°3.5 : Evolution du nombre des agents sur le Marché de Gros<sup>75</sup>**

<b>Agents</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1998</b>
Producteurs	15	25	30	35	40	40
Auto producteurs	0	2	5	9	9	12
Cogénération						3
Transporteurs	5	6	8	8	6	29
Distributeurs	22	21	21	23	25	28
Grands Utilisateurs Majeurs (GUMAs)	0	0	69	189	246	373
Grands Utilisateurs Mineurs (GUMEs)	0	0	0	207	458	1497
<b>Total</b>	<b>42</b>	<b>54</b>	<b>133</b>	<b>469</b>	<b>784</b>	<b>1982</b>

Source: CAMMESA, Informe anual 1998 et Secretaría de Energía.

### **2.3.2 Les nouveaux producteurs**

Le marché électrique argentin, considéré par plusieurs auteurs<sup>76</sup> comme l'un des marchés d'électricité le plus compétitif du monde actuel, se caractérise par une forte dé-intégration verticale et horizontale. En effet, d'abord, le processus de dé-intégration horizontal mis en place en AyE, pendant les années 1980, et la dé-intégration verticale et horizontale du monopole du Grand Buenos Aires issue de la déréglementation des années 1990, ont permis l'entrée de nombreux acteurs dès le début de la mise en œuvre du nouveau système. Cette entrée de nouveaux acteurs est restée très dynamique pendant les années suivantes tel que nous le montre tableau n°3.5.

Deux autres facteurs ont accru rapidement le nombre des acteurs sur le marché : l'arrivée de nouveaux producteurs, d'une part, et la progressive diminution du plafond maximal des grands utilisateurs ayant un libre accès au marché du gros, d'autre part (Pistonesi, 1998).

Les changements technologiques se sont traduits par la réduction des indivisibilités qui caractérisaient traditionnellement l'activité de la production. Cela a conduit à l'établissement de seuils d'entrée plus bas et a facilité la participation de nouveaux entrants. Le cas du gaz et des turbines à cycle combiné est intéressant. Leur technologie exige des niveaux

<sup>75</sup> Selon les organismes d'Etat, les coopératives électriques ne sont pas considérées comme distributeurs malgré leur rôle dans le service public et le fait d'avoir des contrats de concession avec les gouvernements locaux. Celles-ci peuvent acquérir le statut d'agents du MEM lorsqu'elles signent des contrats d'approvisionnement avec les producteurs. Parmi les grands utilisateurs, il n'y a que les GUMAs qui sont considérés agents du MEM. Les GUMEs peuvent signer des contrats d'approvisionnement mais ils sont administrés par les distributeurs. Pistonesi Héctor, 2000, Sistema Eléctrico Argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Naciones Unidas, CEPAL, División de Recursos Naturales e infraestructura, Santiago de Chile, p26.

<sup>76</sup> Anderson et al., 1998,p3.

d'investissements inférieurs à l'hydraulique, du temps de récupération de l'investissement plus court, des prix de production moins élevés et génère des niveaux de pollution plus bas que les autres combustibles (Romero, 1998).

Tous les producteurs, les auto-producteurs et les co-générateurs, sont reconnus comme des agents du MEM. L'opérateur du MEM, la Compagnie Administratrice du Marché Grossiste Electrique (CAMMESA) est composé de représentants des agents de production, de transmission et de distribution, de représentants des grands utilisateurs (les consommateurs finaux dont la capacité installée est supérieure à 1 MW), ainsi que de représentants de l'Etat.

Finalement, tous les agents doivent payer des coûts d'administration en fonction de leur participation dans le MEM, afin de financer les activités de l'opérateur CAMMESA.

### **2.3.3 Le transport après la déréglementation**

La dé-intégration horizontale de la transmission avait pour objectif de créer une nouvelle organisation du marché grossiste. Ainsi, la Compagnie du Transport d'Energie en haute tension (TRANSENER)<sup>77</sup> a été constituée à partir d'installations de haute tension qui permettent de rassembler les régions intégrantes du SADI.

Dans le cadre de cette dé-intégration et à partir des réseaux qui n'appartenaient pas aux organismes provinciaux, des entreprises régionales de transport ont été créées afin de desservir aux agents de chaque région. Ainsi, autant TRANSENER que les entreprises de transport régional ont été octroyées par concessions, ce qui leur a permis de développer leur activité et d'être rémunérées par leurs services.

La déréglementation implique que les services de transport soient rémunérés en fonction des coûts d'opération et de l'entretien du réseau avec une marge « raisonnable » de profit. Afin de couvrir ces coûts, les agents du transport reçoivent une rémunération proportionnelle à la puissance et l'énergie transportées. Ils obtiennent, en plus, une autre rémunération lorsqu'ils mettent au service des agents l'usage du réseau et enfin, le droit de connexion au réseau. Cette rémunération est l'objet de révision par l'Ente National de Régulation d'Energie (ENRE) tous les cinq ans. (Pistonesi, 2000)

---

<sup>77</sup> TRANSENER opère sur environ 7000 Km de lignes de 500 KV et 500 Km de 220 KV, avec les sous-stations respectives de transformation. Pistonesi, 2000, p32.

### **2.3.4 La distribution**

La distribution est l'activité de la chaîne électrique qui présente les situations les plus diversifiées, soit à cause des différences géographiques qui ont influencé différemment le processus de formation du marché, soit du fait de la composition diversifiée des marchés locaux.

Dans quelques provinces, la majeure partie de la distribution est prise en charge par des coopératives. Dans d'autres, bien qu'il y ait de nombreux distributeurs (Buenos Aires, Cordoba), ceux-ci n'approvisionnent que les petites agglomérations.

La marge brute de distribution<sup>78</sup> ainsi que le régime tarifaire sont l'objet de révision et d'une approbation de l'ENRE tous les cinq ans. Cela n'empêche pas les ajustements aux tarifs en fonction des différents facteurs de coût, au cours de la période tarifaire.

## **2.4 Le cadre réglementaire argentin**

Les bases réglementaires sur lesquelles repose le cadre institutionnel de l'industrie électrique argentine sont dans la loi n° 24.065 de 1992. À cause de la complexité du fonctionnement du système, la loi est accompagnée d'une panoplie de décrets et de résolutions qui réglementent la gestion du réseau.

Le Secrétariat d'Énergie (SE), organisme dépendant du Ministère de l'économie, est chargé de l'application de la loi. Il établit également les normes qui régissent la gestion opérationnelle du système à l'échelle nationale. Parmi ses principales fonctions, on peut noter : la définition de l'implémentation des politiques énergétiques, l'autorisation de l'entrée de nouveaux agents au MEM, l'accord des concessions sur le profit des ressources hydrauliques, l'autorisation des contrats du commerce extérieur d'électricité et d'autres qui lui sont attribués par la loi afin de gérer le cadre réglementaire (Romero, 1998).

Il existe d'autres institutions importantes pour le fonctionnement du secteur, telles que l'ENRE dont la principale tâche consiste à traiter les difficultés issues de l'application de la

---

<sup>78</sup> C'est la différence entre le prix d'achat sur le marché du gros (y compris le transport) et les recettes des ventes des entreprises de distribution. Pistonesi, 2000, p35.

réglementation et, CAMMESA<sup>79</sup>, l'organisme chargé du dispatching et de l'opération du système (Voir graphique n°3.10).

Dans le cadre de cette organisation, l'ENRE réalise les activités suivantes (Pistonesi, 2000) :

- i) Contrôler l'accomplissement des contrats de concession octroyés par le gouvernement national<sup>80</sup> ;
- ii) contrôler et autoriser les révisions périodiques des tarifs des services régulés au niveau fédéral ;
- iii) prévenir les comportements anticoncurrentiels des agents ;
- iv) contrôler la gestion environnementale des agents ;
- v) intervenir dans les conflits entre les agents et défendre les droits des consommateurs captifs.

Les provinces jouissent d'une autonomie, établie par la Constitution, qui leur permet d'établir leurs propres conditions pour les prestations de services publics, notamment en ce qui concerne l'électricité. Cette autonomie leur permet de fixer les impôts sur les activités économiques développées dans leur territoire. Historiquement, cette situation a été à l'origine de maints conflits entre les juridictions nationale et provinciales, qui n'ont pas été résolus par la nouvelle organisation de l'industrie électrique. En même temps, cette cohabitation entre deux régulateurs, à la fois provincial et national, a poussé les conflits vers une concurrence déloyale entre les producteurs du MEM et les distributeurs locaux (Pistonesi, 2000).

CAMMESA est à la fois opérateur du système et opérateur du marché. Autrement dit, elle réalise, d'une part, le dispatching des charges (par ordre de mérite) et le contrôle technique des opérations et, d'autre part, elle gère les transactions du marché de façon à comptabiliser les crédits et les débits qui résultent de l'opération du système. Dès lors, CAMMESA réalise les liquidations correspondantes, chaque mois, en suivant la réglementation du MEM (Anderson et al. 1998).

---

<sup>79</sup> Cette société fut créée par le décret n°1.192 de juillet 1992, dans le cadre de l'article 35 de la loi 24.065 et, sur la base de l'ex-dispatching de AyE qui était au service du SIC durant 17 ans. Abdala et Bastos, 1995, p138.

<sup>80</sup> Le transport en haute tension, les réseaux de transmission régionaux et la distribution électrique dans l'aire métropolitaine.

## **2.5 Le fonctionnement du MEM**

Les agents qui agissent sur le marché doivent livrer toute l'information<sup>81</sup> de leurs offres et demandes. Ensuite, sur cette base et en suivant les procédures établies par le régulateur, la CAMMESA précise les niveaux de production de chacun.

Pour la détermination de ces niveaux, la CAMMESA utilise des programmes qui minimisent les coûts du système en prenant compte des contraintes technologiques et de la fiabilité. A partir de là, les prix de nœud pour chaque point du réseau sont déterminés.

Afin d'en préciser le fonctionnement, on peut diviser le marché électrique grossiste en deux sections : le Pool ou marché à court terme et le marché de contrats ou à long terme.

### **2.5.1 Le marché à court terme**

Sur le marché grossiste, le prix spot est déterminé chaque heure à partir du coût marginal nécessaire à la production d'un MWh additionnel au système. En conséquence, lorsque les producteurs décident de vendre leur énergie sur le marché spot, ils le font au prix de chaque heure. Cela génère des variations horaires journalières et saisonnières (Romero, 1998).

Le mécanisme qui minimise les coûts de court terme est le système de dispatching par « ordre de mérite », selon lequel les coûts marginaux des offres sont classés du moins cher au plus cher. Comme l'opérateur du système est censé ne pas connaître les coûts marginaux de chaque producteur, il ajuste les prix du marché au niveau le plus haut de l'offre afin d'établir l'ordre de mérite.

A cause du nombre élevé des concurrents dans le marché, ce mécanisme s'est avéré incitatif à l'égard des producteurs. Il était aussi possible de révéler les coûts marginaux des offres et d'atteindre la définition de l'ordre de mérite pour le dispatching (Anderson et al., 1998).

Le « prix de marché » correspond à la valeur de l'énergie sur le centre de charges : le nœud Ezeiza, près de Buenos Aires. « Ce prix est calculé comme le coût marginal majeur de production parmi les nœuds du système, à cause des ajustements faits concernant les pertes marginales. La conséquence de cette règle est que les producteurs, avec des coûts marginaux

---

<sup>81</sup> L'information basique correspond aux coûts de production des centrales, les contraintes de capacité de production et du transport et, les niveaux de la demande. Romero, 1998, p57.

les plus bas, obtiennent une rente qui vient de la différence avec le coût marginal le plus cher de la dernière central utilisée »<sup>82</sup>.

Le prix de l'électricité à chaque nœud du système correspond au « prix du marché » moins la valeur des pertes marginales équivalentes au transport d'énergie.

L'énergie offerte dans le système qui ne fait pas partie des contrats est payée à ce prix, c'est-à-dire, au « prix de marché » amené sur le point auquel le producteur est branché au réseau. Ainsi, c'est le producteur qui paye les pertes liées au transport.

Sur le marché spot, il existe potentiellement deux types d'acheteurs : les distributeurs et les acheteurs éventuels (les éventuels sont ceux qui demandent l'énergie manquante pour accomplir leurs contrats). Ces acheteurs payent, sur le marché spot, le prix horaire effectif sur leur nœud de connexion au SADI.

Les distributeurs doivent s'acquitter d'un prix moyen, pondéré chaque trimestre, fixé six mois à l'avance. Les distributeurs peuvent acheter à ce « prix saisonnier » jusqu'à 60% de leur demande, et pour la demande restante, ils se dirigent sur le marché spot afin d'assurer l'approvisionnement engagé sur le marché à terme. Plus généralement, le prix de vente des distributeurs est le prix saisonnier ajouté au coût de distribution, une sorte de « *price cap* » régulé (CIER, 1999).

Les acheteurs potentiels s'acquittent également d'un prix qui dépend de la puissance demandée sur le marché durant chaque « heure de pointe » dans une journée de travail. Ce principe permet de payer aux producteurs, par leurs ventes de puissance livrée, un montant qui n'était pas engagé par contrat.

Il existe des paiements faits aux producteurs par d'autres mécanismes censés assurer la sécurité de l'opération du système, tels que les paiements à la « réserve rotative », à la « réserve froide »<sup>83</sup> et d'autres qui permettent d'entretenir une puissance thermique installée de base afin d'assurer l'approvisionnement au système durant l'époque de sécheresse.

---

<sup>82</sup> Romero, 1998, p23.

<sup>83</sup> Dans un contrat de « réserve froide » de puissance, un producteur s'engage à être disponible à l'appel de puissance. Ainsi, la machine engagée n'intervient que lorsqu'elle est appelée par le dispatching et sur la puissance et énergie fixées par CAMMESA. Chaque unité ne peut avoir qu'un contrat de réserve froide, et elle est payée par sa puissance, qu'elle ait été convoquée ou non. Quant elle est convoquée, elle sera payée par l'énergie produite selon le contrat. L'énergie produite devra s'ajuster aux conditions du contrat et elle ne sera pas commercialisée sur le marché spot, et elle n'interviendra pas non plus dans la fixation des prix. Abdala et Bastos, 1995, p180.

De même, tous les consommateurs et distributeurs doivent payer aux producteurs les services associés à la livraison de puissance et d'énergie, tels que la régulation de fréquence, le démarrage et l'arrêt des centrales thermiques, le surcoût par l'opération forcée des usines, les impôts par les transferts de combustibles (Pistonesi, 1998).

### **2.5.2 Le marché à long terme**

Lorsqu'il s'agit de fournir l'électricité par contrat, les agents de la demande locale s'accordent librement avec les fournisseurs sur les prix et sur les conditions de livraison ainsi que sur la réserve froide. Dans cette forme de commercialisation, la réglementation interdit l'offre des centrales électriques binationales (Piedra del Aguila, Yacyretà) et de celles qui, au niveau national, sont encore dans les mains de l'Etat.

En fait, au début de la déréglementation, durant les années 1992 et 1993, les transactions se font par le biais de contrats avec les firmes qui ont reçu la concession des entreprises EDENOR et EDESUR<sup>84</sup>. C'est la raison pour laquelle il y a deux types de contrats : ceux qui ont été réalisés lors de la privatisation des firmes de distribution<sup>85</sup> et ceux qui ont été librement convenus après la privatisation. Dans ces derniers, le prix saisonnier est reconnu comme le prix qui peut être transféré aux tarifs.

Pour le premier type de contrats, cette privatisation des distributeurs implique le transfert des contrats d'approvisionnement d'énergie pour une durée de huit ans chacun<sup>86</sup>.

La taille du marché à terme à partir de 1993 s'est accrue avec l'augmentation du nombre des Grands Usagers Majeurs (GUMA) et des contrats engagés par d'autres distributeurs. C'est ainsi qu'en 1998, plus de 58% de l'énergie demandée du MEM sont commercialisés par contrat.

La puissance minimale qui permet au consommateur de s'engager par contrat est réduite progressivement. Ainsi, de 5 MW, elle passe ensuite à 1 MW, puis à 100 KW et, plus récemment à 50 KW, sachant que l'objectif ultime est de libérer totalement le marché.

---

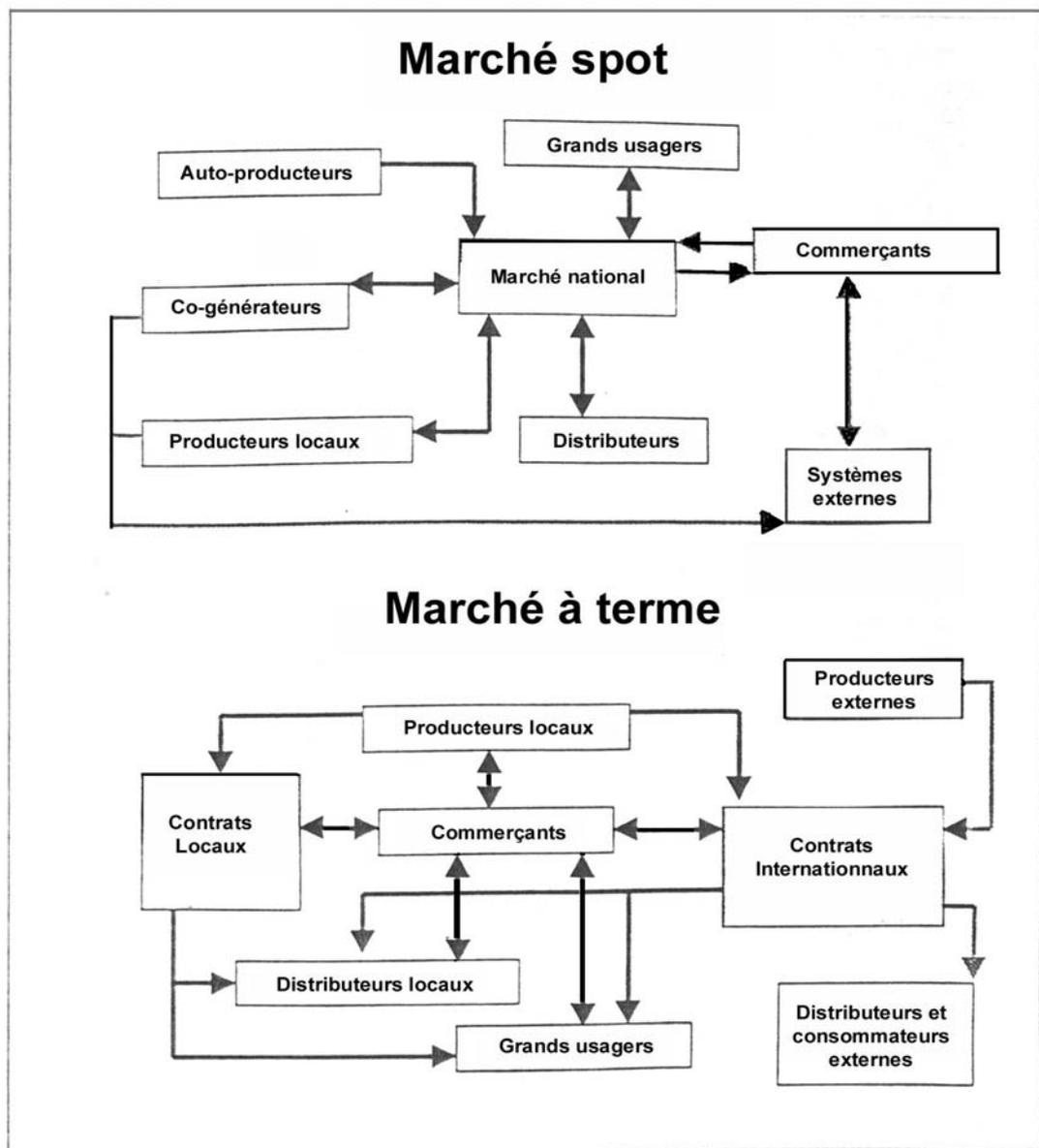
<sup>84</sup> La demande de l'aire de concession de ces entreprises représentait en 1998 environ 40% de la demande totale du SADI. Pistonesi, 1998, p28.

<sup>85</sup> Ces contrats représentent entre 50 et 60% des achats totaux d'énergie des distributeurs sur le marché. Romero, 1998, p26.

<sup>86</sup> C'est de cette manière qu'on a assuré la production des centrales Puerto et Costanera pour EDENOR et EDESUR, et de la centrale San Nicolás pour l'EDELAP. Romero, 1998, p30.

Cependant, les conditions de participation au marché des GUMAs sont différentes et dépendent par ailleurs de leurs demandes respectives. Les grands usagers, par exemple, avec des demandes supérieures à 1 MW, peuvent intervenir sur le MEM, à condition qu'ils s'engagent par contrat à l'approvisionnement d'au moins 50% de leur demande. En revanche, les Grands Usagers Mineurs (GUME), avec des demandes allant de 2 MW à 100 KW, et les particuliers (entre 100 KW et 50 KW) sont obligés de s'engager pour la totalité de leur demande et ne peuvent opérer sur le marché spot.

*Graphique n°3.11 : Organisation et fonctionnement du marché argentin*



Source : Pistonesi, 1998, p30.

Il faut souligner par ailleurs que la CAMESA détermine l'opération des centrales du système, de indépendamment de l'importance des contrats signés.

Les acteurs du MEM réalisent des contrats d'exportation ou d'importation d'électricité avec les entreprises des pays voisins (voir graphique n°3.11), à condition d'avoir l'autorisation de la SE et, bien entendu, à condition d'avoir une réserve de capacité du transport qui assure la viabilité de ces échanges. Le MEM est par définition un marché à frontières perméables, qui favorise l'intégration avec les pays voisins (Abdala et Bastos, 1995).

### **2.5.3 La gestion du MEM**

Les facteurs qui justifient l'opération de CAMESA, sont les niveaux des réservoirs, la valeur de l'eau déclarée par les Gencos hydrauliques, les coûts de production thermique déclarés par les Gencos thermiques et les coûts de l'énergie non fournie. La programmation de l'opération se réalise sur la base du calcul de la valeur de l'eau, en tenant compte du modèle d'optimisation hydro-thermique et d'un horizon de planification de trois ans<sup>87</sup>.

L'une des difficultés de gestion d'un système hydro-thermique est l'optimisation de l'usage de l'eau stockée dans les réservoirs. Cette décision est prise dans un contexte économique, qui peut être modélisée au moyen d'un environnement stochastique, afin de connaître la pertinence de l'usage de l'eau par rapport à la demande<sup>88</sup>.

Il est, dès lors, important de définir un critère de décision afin de déterminer la valeur de l'eau de chaque réserve. Cela correspond à l'espérance mathématique des économies futures de production et de défaillance, par mètre cube d'eau marginal dans le réservoir.

Si la valeur de l'eau est inférieure au coût marginal instantané de production thermique, il est économiquement souhaitable d'utiliser l'eau de façon immédiate pour satisfaire la demande. Dans le cas contraire, le stockage de l'eau est préférable (CIER, 1999).

---

<sup>87</sup> Comme les centrales saisonnières ont des répercussions de moyen et long terme sur le MEM, leur programmation se réalise avec des modèles officiels d'optimisation et de simulation de l'opération. Actuellement, ces modèles sont l'OSCAR (Optimisation Séquentiel des Bassins Argentins). Il calcule la valeur de l'eau dans les bassins du SADI, par le biais d'une programmation stochastique et le MARGOT (développé par EDF) qui simule, pour un ou deux ans, la gestion du SADI sur la base de la valeur de l'eau pour les différents barrages.

<sup>88</sup> Commission d'Intégration Electrique Régional (CIER), 1999, Mercados mayoristas e Interconexiones, Proyecto CIER 02, Fase 1, Montevideo, p9.

Le modèle MARGOT (Modèle Régionalisé de Planification du Système Interconnecté National Argentin) a été développé en tant qu'outil informatique de planification de la gestion du SADI, sur un horizon annuel ou pluriannuel avec des étapes hebdomadaires. Il lie les problèmes de long terme (planification de l'investissement, tarification) aux difficultés du court terme (gestion de la production)<sup>89</sup>.

La valeur de l'eau calculée selon cette méthode est une fonction des coûts attendus des combustibles (fuel-oil, gaz-oil, gaz naturel, charbon, matériel radioactif), et des volumes de l'eau stockée, des apports hydrologiques prévus, de la croissance de la demande, des importations d'énergie, de l'entretien et des nouvelles installations.

#### **2.5.4 Le système de prix**

Le système de prix commence au niveau de la production où sont appliqués les critères de tarification marginale. Le producteur reçoit un paiement pour la puissance installée, qu'elle ait été mise en place lors de l'opération du système ou qu'elle le soit en tant que « réserve froide ».

Arizo et Caruso (1992) soulignent que, pour un producteur du MEM, le coût de production est donné par le coût marginal d'opération augmenté du coût du transport à partir du nœud de connexion au marché. Ainsi, plus le point est éloigné du centre de charge, plus le coût de transport est élevé et plus l'énergie est chère<sup>90</sup>.

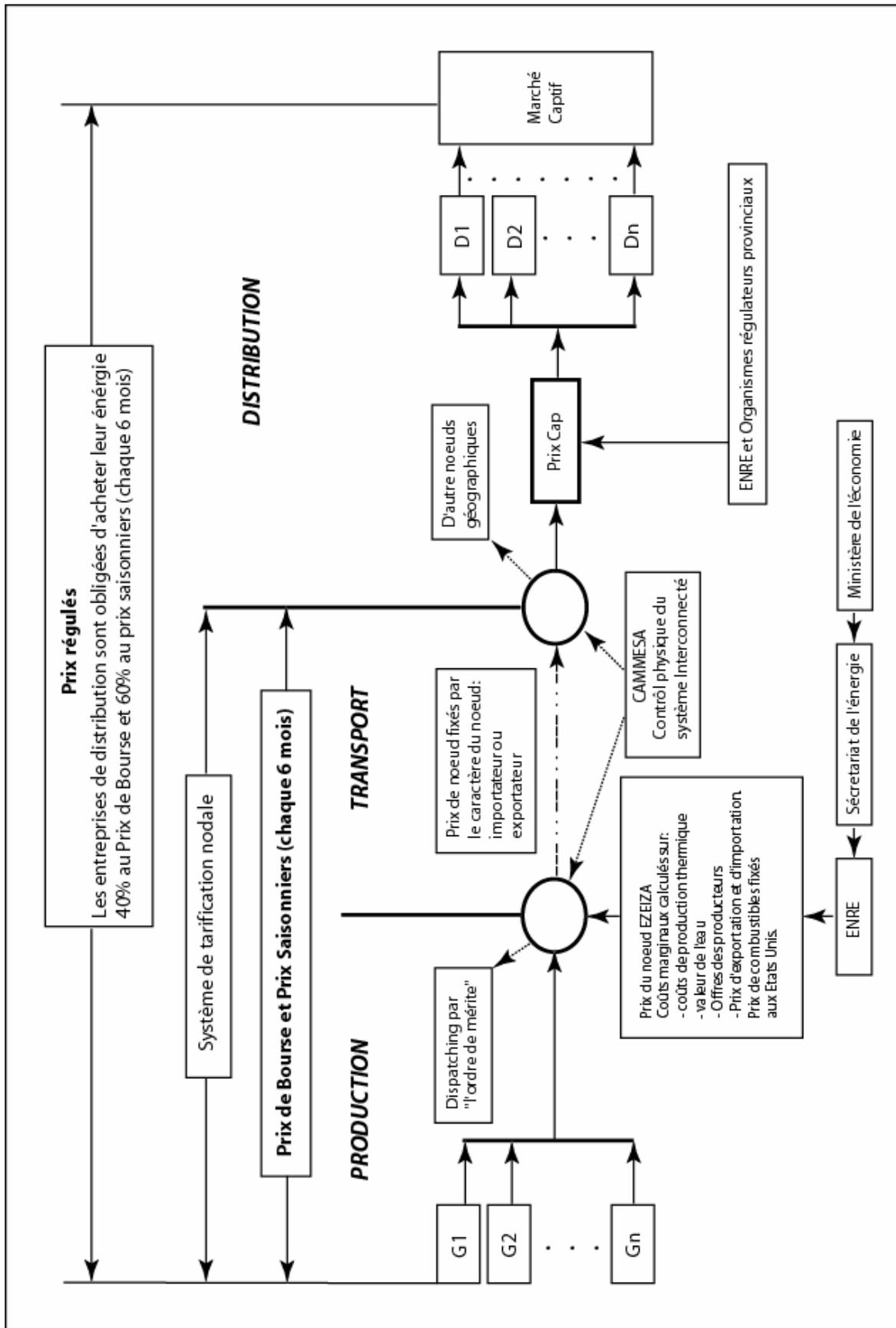
Les prix plafond des combustibles et leur coût de transport ont été fixés, afin d'éviter de possibles manipulations de l'information technique fournie par CAMESA. Les combustibles comme le fuel-oil et le pétrole sont liés au prix de référence international donné par le marché de New York (y compris le coût du transport).

Le prix de marché (pm) est le prix de production situé sur le centre de charges (Ezeiza). Les nœuds du MEM sont situés sur le réseau de très haute tension. Chacun de ces nœuds a un prix qui est exprimé en fonction du prix de marché (pm) et du facteur nodal associé au point de référence. Le facteur nodal établit un lien entre les variations de temps et d'espace sur les

---

<sup>89</sup> Varela R., 1995, Experiencias de la industria eléctrica en Argentina, Seminario Internacional : Desregulación del sector eléctrico, Bogotá.

<sup>90</sup> Le facteur nodal du centre de charges (Ezeiza) est égal à l'unité, tandis que les autres nœuds situés dans les aires exportatrices sont égaux à -1. Un nœud situé dans une aire importatrice éloignée du centre de charge a en revanche un facteur nodal supérieur à l'unité. Abdala et Bastos, 1995, p179.



Graphique n°3.12 Le système de prix du marché argentin

prix de marché (pm) et un nœud quelconque, qui peut être importateur ou exportateur durant la journée (Anderson et al., 1998).

En ce qui concerne le prix de vente des distributeurs, le pays a adopté le modèle du « price cap » sous la forme  $RPI-X+Y$ , où RPI représente, en Argentine, un amalgame des prix de gros et de détail aux Etats Unis, X étant le facteur d'efficacité et Y le coût de l'énergie et de la puissance sur le marché de gros, augmenté du coût du transport jusqu'au nœud distributeur<sup>91</sup>.

Les « prix saisonniers de référence » ont été introduits dans le but de décourager les actions spéculatives susceptibles d'accentuer la volatilité des prix, c'est-à-dire, d'amortir l'impact de la volatilité des prix du marché spot sur la formation des prix finaux (Abdala et Bastos, 1995).

L'un des principes fondamentaux de la tarification nodale est basé sur le fait que toute l'énergie vendue par les producteurs sur le marché spot est achetée par le MEM au prix local de nœud. En même temps, toute l'énergie achetée par les gros consommateurs sur le marché spot est négociée au prix spot du nœud correspondant.

Cependant, si les firmes de distribution sont autorisés à vendre leur énergie au prix de gros ajouté à la Valeur Agrégée de Distribution (VAD), il n'en demeure pas moins qu'elles peuvent acheter jusqu'à 60% de leur énergie au « prix saisonnier de référence » dont la valeur est précisée *ex-ante* par la SE, pour une durée de six mois<sup>92</sup>.

Malgré une tendance à la convergence, dans le temps, des prix saisonniers et des prix spot (voir le graphique n°3.13), il existe des différences significatives entre les achats sur le marché saisonnier (réalisés par les distributeurs) et les ventes au prix spot (faites par les producteurs) sur le marché. Ces différences s'accumulent sur un « Fond de Stabilisation » dont le solde est incorporé au prix saisonnier du semestre suivant<sup>93</sup>.

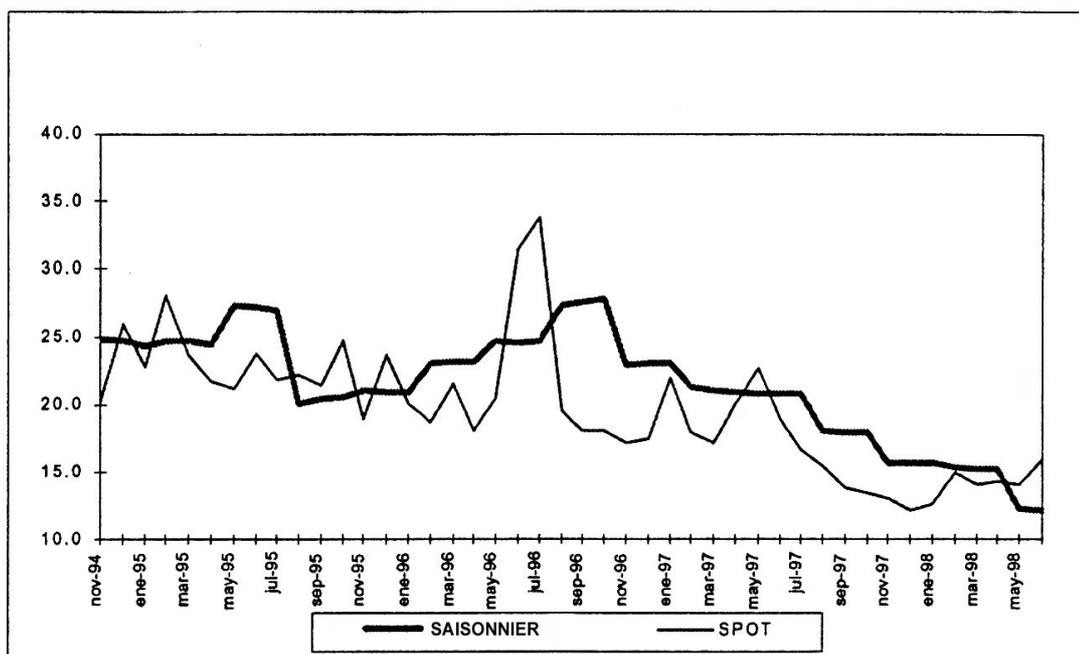
---

<sup>91</sup> Les distributeurs sont l'objet d'une révision périodique des tarifs. Lors de la révision, le régulateur détermine le facteur d'efficacité égal à zéro. Quant à Y, l'objectif est d'isoler la distribution du prix d'achat sur le marché, tout en transférant le coût du transport aux usagers. On peut dire que les distributeurs sont « price takers » dans la mesure où ceux-ci dépendent de façon directe du dispatching économique des producteurs. Romero, 1998, p57.

<sup>92</sup> Pourtant, le marché de contrats n'est pas tout à fait développé car il existe des contraintes empêchant certaines formes de contrats. Par ailleurs, les distributeurs sont obligés de commercialiser la majeure partie de leur énergie, ce qui n'incite pas à développer des contrats. Anderson et al., 1998, p10.

<sup>93</sup> Les différences entre les estimations *ex-ante* (prix saisonnier) et le prix réel (spot), ont permis au Fond de Stabilisation d'accumuler, au mois de mars 1998, plus de 90 millions de dollars. Romero, 1998, p57.

Graphique n°3.13 : L'évolution des prix de l'énergie



Source : Romero, 1998, p26.

## 2.6 La performance du système issu de la déréglementation

Le niveau élevé de concurrence sur le marché argentin, la tendance continue à la baisse des prix sur le marché de gros et le formidable dynamisme de l'investissement apparaissent comme des éléments explicatifs du succès majeur de la déréglementation argentine. En revanche, certaines défaillances ont été relevées, tels que les problèmes dans l'expansion du transport, les prix élevés du marché de détail (au contraire de la baisse des prix de gros), ou encore le manque de rigueur de certaines firmes à propos de l'incident d'EDESUR.

### 2.6.1 La performance du marché de gros

L'offre d'électricité, en termes d'énergie brute produite par le MEM, s'est accrue d'environ 55,44% durant la période 1992-2002 (un taux annuel moyen de 4,56%). Selon l'ENRE (2002), pour la même période, la demande a augmenté à un taux moyen de 5,55%, exprimant un degré satisfaisant d'adéquation de l'offre et de la demande.

De plus, durant la période de la déréglementation, le niveau d'indisponibilité des centrales thermiques s'est considérablement réduit, passant de 51,9 à 20% (impliquant des

améliorations d'entretien). Sachant que l'énergie thermique constitue fin 2001 environ 44% du total de l'énergie produite, il semble donc que l'expansion de l'offre et les améliorations d'entretien aient été en correspondance avec la demande.

Ce fait peut être confirmé du côté de la puissance installée à la fin de l'année 2001, s'élevant à 24.914 MW, par rapport à la puissance maximale demandée de 14.061 MW, fixant une grosse marge de réserve de 43% (voir l'annexe n°3.2.2).

Au vu de la précarité de l'approvisionnement dans laquelle se trouve le pays au début des années 1990, il est prévu l'entrée de deux nouvelles centrales hydrauliques financées et réalisées par l'Etat (Piedra del Aguila de 1400 MW et Yacyretà de 3100 MW), afin de palier les pénuries.

Cependant, selon l'ENRE (2002), les nouveaux agents privés mettent en place une puissance installée totale d'environ 4376 MW, entre 1992 et 2002. Deux motivations sont à l'origine de ce comportement des agents : d'une part, l'investissement a été un outil de concurrence dans la production et, d'autre part, l'ouverture au marché énergétique du Sud du Brésil<sup>94</sup> (Pistonesi, 2000).

De plus, comme il a été indiqué précédemment, les nouvelles technologies liées à l'usage du gaz ont également dynamisé les investissements. En effet, l'intensité inférieure et la rapidité de récupération du capital des turbines à gaz à cycle ouvert ou cycle combiné, ajoutés à la haute disponibilité du gaz à bas prix, ont constitué de fortes incitations à l'investissement et à l'augmentation de la capacité installée.

L'expansion croissante des centrales thermiques s'est réalisée dans un contexte de prix de gros sensiblement décroissants, notamment à partir de 1995, ce qui a conduit à un suréquipement (cf. l'annexe n°3.2.2).

La lecture du graphique n°3.14 illustre la réduction significative du prix monôme et de l'énergie entre 1992 et 2002. Pistonesi (2000) n'attribue pas cette réduction au dynamisme de la concurrence introduite par la déréglementation, mais privilégie plutôt d'autres facteurs, notamment deux :

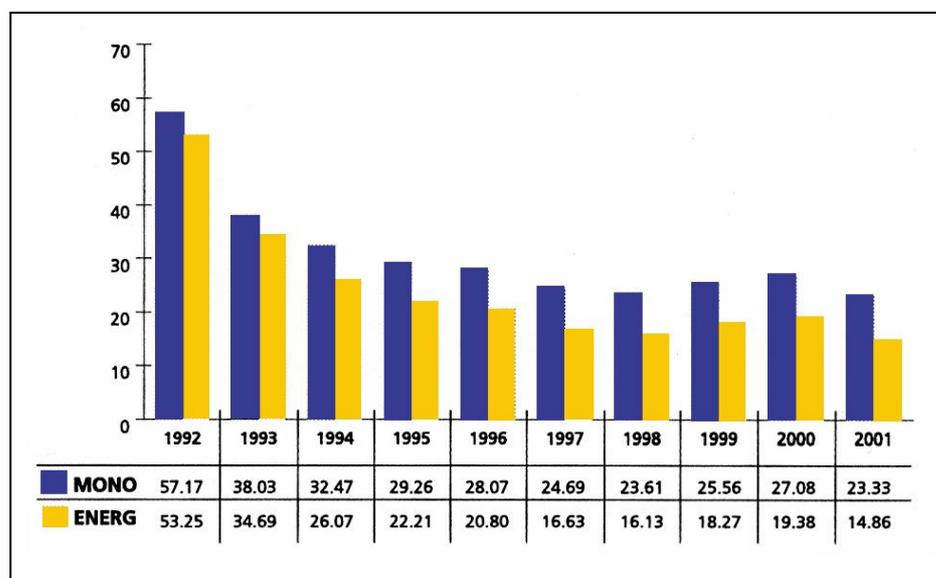
- i) la pauvre production hydraulique de 1992 due à la sécheresse cette année-là, ajoutée à la haute indisponibilité du parc thermique ;

---

<sup>94</sup> Le système Centre-ouest du Brésil a une demande équivalente à 3,5 fois celle du SADI. IDEE/FB, 1998.

- ii) l'entrée de la centrale Piedra del Aguila 1400 MW à la fin de l'année 1992, ainsi que l'entrée progressive de Yacyretá 3100 MW<sup>95</sup>, ajoutées à la rapide diminution de l'indisponibilité thermique.

*Graphique n°3.14 : Evolution du prix moyen sur le marché de gros*



Source : ENRE, 2002, p13.

## 2.6.2 L'expansion du transport et l'existence d'un goulot d'étranglement

Le transport de l'énergie électrique en Argentine est traditionnellement en difficulté chronique (cf. section 2.1.2.3). Parmi les conséquences qui en résultent, Anderson et al. (1998) soulignent l'existence de contraintes au développement de la concurrence dans le transport, qui ne situent pas la production dans les lieux où elle est moins chère<sup>96</sup>.

Deux mécanismes ont été mis en place afin d'inciter l'expansion du transport, le premier, par le biais de l'initiative privée, le second par la réalisation d'enchères (voir tableau n°3.6). Lorsqu'une ligne de transmission est le résultat de l'initiative privée, elle est financée par les intéressés eux-mêmes, mais les autres agents peuvent l'utiliser. En revanche, dans le cas

<sup>95</sup> Les deux centrales représentaient en 1995 environ 16,5% de la production du MEM. Il faut signaler la centrale Yacyretá dont l'apport a triplé en 1998. C'est l'année où on constate le prix le plus bas. Pistonesi, 2000, p42.

<sup>96</sup> L'expansion de la transmission est le problème le plus important que nous avons trouvé sur le marché argentin. Anderson et al., 1998, p11.

d'une ouverture de ligne résultant d'une enchère, elle est financée à la fois par les agents bénéficiant de cette ligne et par les fonds dits SALEX<sup>97</sup>.

Selon Anderson et al. (1998), ce mécanisme génère quatre distorsions<sup>98</sup> :

- i) Les producteurs ne sont prêts à financer une fois seulement que le démarrage de la production est effectué ;
- ii) l'usage du fond SALEX est une incitation aux réalisations peu rentables ;
- iii) il existe de la part des producteurs une sur-incitation à financer les fonds pour l'expansion, mais avec la même difficulté du premier point (i)<sup>99</sup> ;
- iv) la combinaison de ces facteurs peut conduire à une inefficacité allocative.

**Tableau n°3.6 : Les deux mécanismes d'expansion de la transmission**

	<b>Enchères</b>	<b>Contrat privé</b>
Origine de la proposition.	Les usagers. 30% constitue un pouvoir de veto.	Une firme quelconque.
Modalités du contrat.	Définies par un mécanisme d'enchères.	Définies par les intéressés.
Contrainte du coût.	Les usagers supportent le coût, pouvant être modifié chaque année, selon le service prêté.	Négocié selon l'entreprise.
Subvention du SALEX.	Oui, jusqu'à 70% du coût.	Non.
Rôle de l'ENRE.	Le rapport coût-rendement doit être économique, sans considérer le SALEX.	L'ENRE a le droit de veto. Coût-rendement non nécessaire.

Source : Anderson et al., 1998, p54.

Plusieurs auteurs remarquent que l'expérience de la déréglementation montre que les décisions d'expansion de la transmission et la distribution présentent diverses difficultés impliquant une certaine inefficacité allocative (Pistonesi, 2000).

<sup>97</sup> Ces fonds sont constitués par les « rentes de congestion » des lignes. La rente est calculée par la différence entre les prix des bornes de la ligne (moins les pertes concernant la distance), multiplié par la quantité de KWh transportés. Anderson et al., 1998, p54.

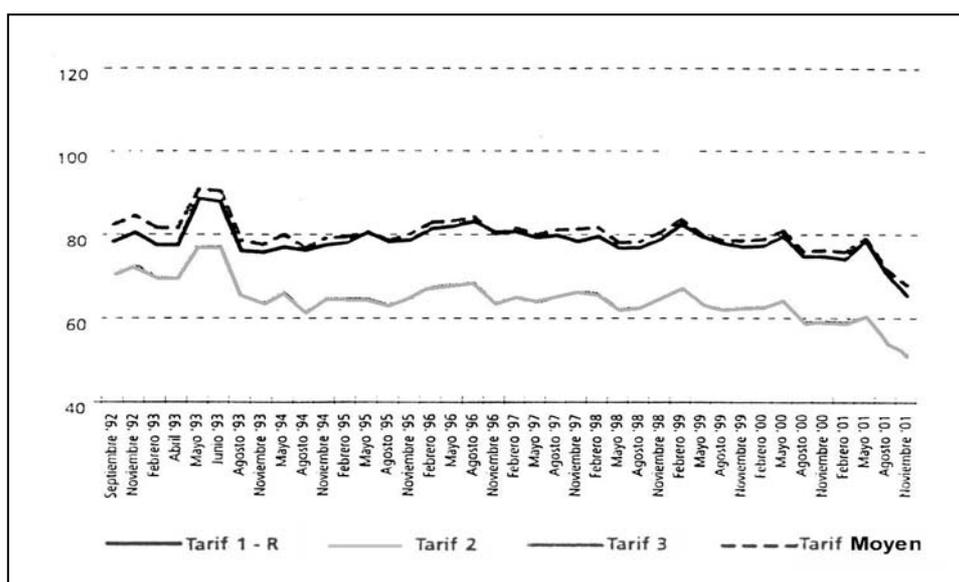
<sup>98</sup> Dans le cas de Comahue par exemple, le veto du 30% fut utilisé pour empêcher le projet pendant quatre ans. Pour plus de détails, y compris des propositions de solution des difficultés, voir Anderson et al., 1998, p54.

<sup>99</sup> De plus, la construction d'une nouvelle ligne sans programmation peut produire des gagnants et des perdants. Les gagnants sont les producteurs de la région d'exportation dont les prix augmentent et les clients de la région d'importation dont les prix diminuent. Les perdants sont les producteurs de la région d'importation dont les prix chutent et, les clients de la région d'exportation dont les prix augmentent.

### 2.6.3 Les tarifs aux clients captifs

La distribution présente une diversité de situations, tant au niveau de l'organisation institutionnelle adoptée par chaque province, que de la taille, la composition et la densité démographique des marchés. Par ailleurs, presque toutes les provinces ont créé leurs propres institutions régulatrices, inspirées de la norme nationale.

*Graphique n°3.15 : Evolution des tarifs moyens d' EDENOR après 1992*



Source : ENRE, Informe 2001.

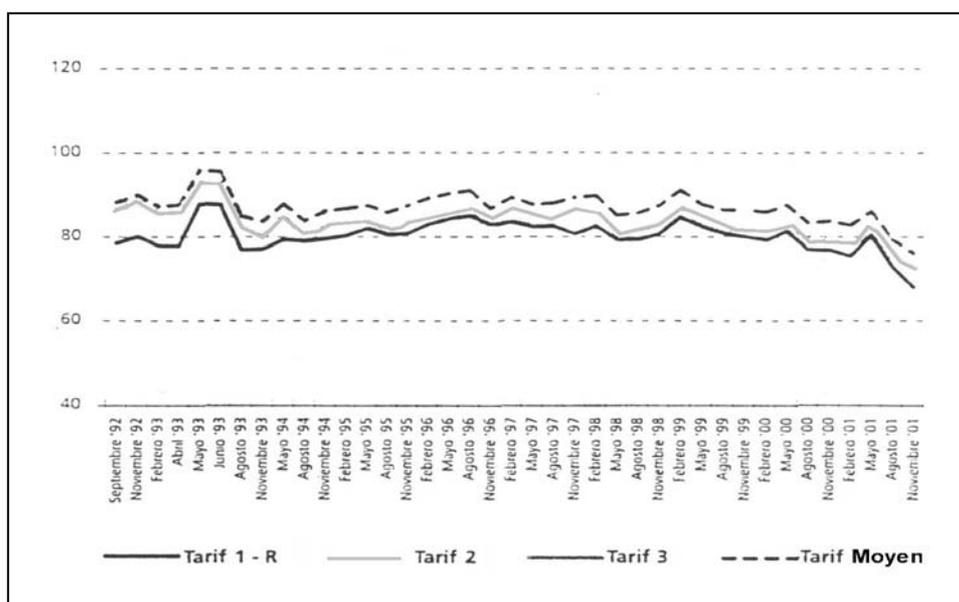
Pendant les premières années de la déréglementation et sous la pression de l'Etat fédéral, la plupart des provinces concèdent la distribution aux entreprises privées. De plus, les ressources du Fond National d'Energie Electrique, destinées à financer le développement électrique rural, et les compensations régionales des tarifs, constituées par un impôt sur les transactions de gros et par une partie des impôts sur les combustibles, ont été l'outil avec lequel l'Etat fédéral exerce des pressions sur les provinces pour étendre la déréglementation dans tout le pays. Une synthèse de la régulation tarifaire apporte les conclusions suivantes :

- i) les prix du marché de gros ont baissé (cf. graphique n°3.14) ainsi que les prix d'achat des GUMAs. La déréglementation a ainsi favorisé clairement les gros consommateurs ;

- ii) selon Pistonesi (2000), les tarifs du marché de détail n'ont pu bénéficier au petit consommateur, par rapport à la tendance décroissante des prix de gros ;
- iii) Au contraire, selon l'ENRE (2002), l'expérience de la déréglementation montre une réduction des tarifs<sup>100</sup> par rapport à ceux de 1992 (cf. graphique n°3.15 et 3.16).

Dans le cas des distributeurs du Grand Buenos Aires, la structure tarifaire permet une diminution du prix et l'augmentation de la consommation. Cette politique a été critiquée parce qu'elle est contre l'usage rationnel de l'énergie.

**Graphique n°3.16 : Evolution des tarifs moyens d' EDESUR après 1992**



Source : ENRE, Informe 2001.

#### 2.6.4 La coupure prolongée du service d'EDESUR

Le 15 février 1999, dans la ville de Buenos Aires, une coupure d'électricité s'est produite dans la partie Sud de la ville, à la charge d'EDESUR. C'est un des épisodes les plus caractéristiques de l'expérience de la déréglementation entamée en 1992<sup>101</sup>.

<sup>100</sup> Les tarifs moyens en termes réels d'EDENOR (24%), EDESUR (24,1%) et EDELAP (22,8%) sont descendus. Ceci s'explique à la fois par la réduction des prix saisonniers du MEM et par la non variation en termes réels des coûts de distribution. ENRE, 2002, p61.

A partir de l'incendie de la sous-station Azopardo, il s'est produit une interruption de l'approvisionnement électrique qui a affecté 150.000 clients de la ville de Buenos Aires pendant 11 jours. Ceci a été considéré par plusieurs analystes comme un manque de rigueur des entreprises privées de distribution pour réaliser le service, ainsi qu'une faiblesse du régulateur pour contrôler les firmes.

## **2.7 Conclusions de la section 2**

L'Argentine a mis en place, au début des années 1990, une profonde déréglementation de son industrie électrique, impliquant un changement drastique du rôle joué par l'Etat dans l'industrie. Quelques caractéristiques émergent de l'analyse d'une telle expérience.

Trois grandes périodes marquent l'histoire de l'industrie électrique argentine. A ses origines, elle est le produit de l'initiative privée. Après la deuxième guerre mondiale, c'est l'Etat qui entreprend de gros investissements de modernisation et d'expansion sur l'ensemble du pays. Enfin, l'étape de la déréglementation des années 1990 traduit un retour du secteur aux mains de l'entreprise privée.

La transformation du système électrique est conditionnée, dans sa profondeur et dans son orientation, par l'importance des réformes économiques générales. En effet, plusieurs facteurs ont conduit le pays à une véritable crise, avec des déséquilibres macroéconomiques majeurs, notamment l'hyper-inflation de la fin des années 1980 et du début des années 1990.

Dans ce contexte, la situation financière de l'Etat et des entreprises publiques s'aggrave, avec la détérioration financière et technique des entreprises du secteur. Dans le cas des entreprises électriques, ce scénario ajouté à la crise d'approvisionnement électrique des années 1980 constitue une motivation pour mettre en œuvre la transformation du système.

L'orientation politique adoptée par le gouvernement conduit à la déréglementation avec une portée et une rapidité d'exécution qui placent l'expérience argentine dans un cas extrême.

La déréglementation se concrétise par la dé-intégration verticale de la chaîne de production et une importante dé-intégration dans les activités de transport et de distribution. L'établissement du libre accès des tiers au réseau de transport et de distribution et la libre entrée dans la production se combinent à une privatisation presque totale des unités

---

<sup>101</sup> ENRE, 2000, Informe anual 1999 : el caso de la falla en la Sub-estación « Azopardo » de EDESUR, Buenos Aires, p9.

productives créées à partir des monopoles étatiques, à l'exception des centrales nucléaires et hydroélectriques binationales.

Les conditions de la déréglementation et l'abondante disponibilité en gaz naturel favorisent le développement de la concurrence au niveau de la production sur le MEM.

Malgré la mise en service des deux grandes centrales hydrauliques construites et financées par l'Etat, assurant l'approvisionnement jusqu'à la fin des années 1990, les nouveaux agents font le choix d'installer une importante quantité de centrales thermiques, amenant à une situation de suréquipement.

L'expansion du transport est l'un des maillons faibles de la nouvelle structure introduite par la déréglementation.

La tendance décroissante des prix sur le marché de gros est un élément de réussite du modèle. Néanmoins, l'entrée des grandes centrales hydroélectriques de l'Etat a eu une influence décisive sur cette diminution des prix, surtout avant 1995.

La tendance décroissante des prix du marché de gros ne semble pas avoir transféré ce bénéfice de manière significative aux tarifs pratiqués sur le marché de détail.

## **Chapitre 4 Les processus de la Colombie et du Brésil**

### **Section 1 La première vague de déréglementation : la Colombie<sup>1</sup>**

#### **1.1 Faits historiques du développement de l'industrie colombienne**

Comme pour le reste de l'Amérique Latine, le développement de l'industrie électrique colombienne démarre à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle et procède selon trois étapes. La première étape commence à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle et s'étend jusqu'à la deuxième guerre mondiale. Au cours de cette période le service électrique s'est développé essentiellement sous l'initiative privée. La deuxième, qui commence après la deuxième Guerre mondiale, et s'étend jusqu'en 1995, fait de l'Etat le protagoniste majeur. La troisième étape correspond à la déréglementation et s'étend jusqu'à nos jours. Cette dernière cherche à rendre au secteur privé la responsabilité du développement du secteur électrique.

##### **1.1.1 Les « trente glorieuses » de l'Etat Colombien**

Le processus de construction de l'industrie colombienne commence dans les années 1940 lorsque la loi 113 est promulguée. Cette loi déclare d'utilité publique le développement de la force hydraulique<sup>2</sup>.

Depuis les années 1940 et jusqu'au début des années 1990, la Colombie a adopté comme ses voisins, un modèle de propriété publique. Il se caractérise par la gestion et la planification centralisées, par le financement de l'Etat et par l'intégration verticale. Le financement, provenant principalement de la Banque Mondiale et de la Banque Interaméricaine de Développement, favorisait la planification centralisée conduite par le monopole public Interconnexion Electrique S.A. (ISA). Le rôle d'ISA était prédominant dans l'expansion du Système Interconnecté National (SIN), notamment à partir des années 1970 où il a été chargé de planifier, de construire et d'opérer tous les projets de production et de transmission.

Jusqu'en 1976, le système électrique colombien était composé de deux réseaux. Un premier réseau, constitué par quatre sous-systèmes d'énergie : l'Entreprise Electrique de

---

<sup>1</sup> Le territoire colombien est le double de celui de la France et sa population est d'environ 39 millions d'habitants.

<sup>2</sup> Le potentiel hydroélectrique de la Colombie est 93.085 MW. Olade, 2003, Sistema de Informacion Economico Energetico, Quito.

Bogotá (EEB), Les Entreprises Publiques de Medellin (EPM), la Corporation Intervalle du Cauca (CVC) et l'Institut Colombien d'Electricité (ICEL). Ce réseau desservait la plupart de la région andine du pays. Le deuxième réseau alimentait la région du nord du pays, par l'intermédiaire de la Corporation Electrica de la Côte Atlantique (CORELCA)<sup>3</sup>. Ce réseau est composé d'un ensemble d'entreprises régionales des provinces de la côte atlantique où la production thermique est dominante.

Au début des années 1990, après la forte crise des années 1980 qui a eu lieu en Amérique Latine, le secteur électrique colombien présentait des symptômes communs aux pays d'Amérique Latine : inefficacités administrative, opérationnelle et financière. Dans cette situation déjà délicate, la sécheresse des années 1992 et 1993 produit finalement un rationnement d'énergie au niveau national. Ce contexte a précipité le lancement de la déréglementation (CREG, 2001).

En 1991 la Colombie a changé sa constitution, c'est lors de ce changement qu'un principe clé permettant la déréglementation a été adopté : « l'introduction de la libre concurrence là où cela soit possible et la libre entrée de tout agent qui est intéressé de livrer tels services »<sup>4</sup>.

## **1.2 Caractéristiques de l'industrie électrique colombienne**

L'hydroélectricité constitue la source majeure de production de l'industrie électrique latino-américaine<sup>5</sup>. Cette caractéristique est plus importante encore dans les pays andins comme la Colombie, qui a un système dépendant à 75% de l'hydraulique. Cette dépendance rend le pays vulnérable aux fluctuations climatiques comme le « Courant du Niño ». De plus, cette caractéristique du système détermine la volatilité des prix de l'énergie et accroît le risque de rupture de l'approvisionnement<sup>6</sup>.

Selon le Conseil Mondial de l'Energie (2001) l'industrie électrique colombienne, avant la déréglementation, se caractérise par les traits suivants :

- i) Prédominance de la production hydroélectrique ;

---

<sup>3</sup> En 1976, le gouvernement, la Banque Mondiale et le directoire d'ISA ont décidé que la CORELCA fasse partie d'ISA, si bien qu'à partir de cette date, son réseau de distribution a été intégré à celui d'ISA.

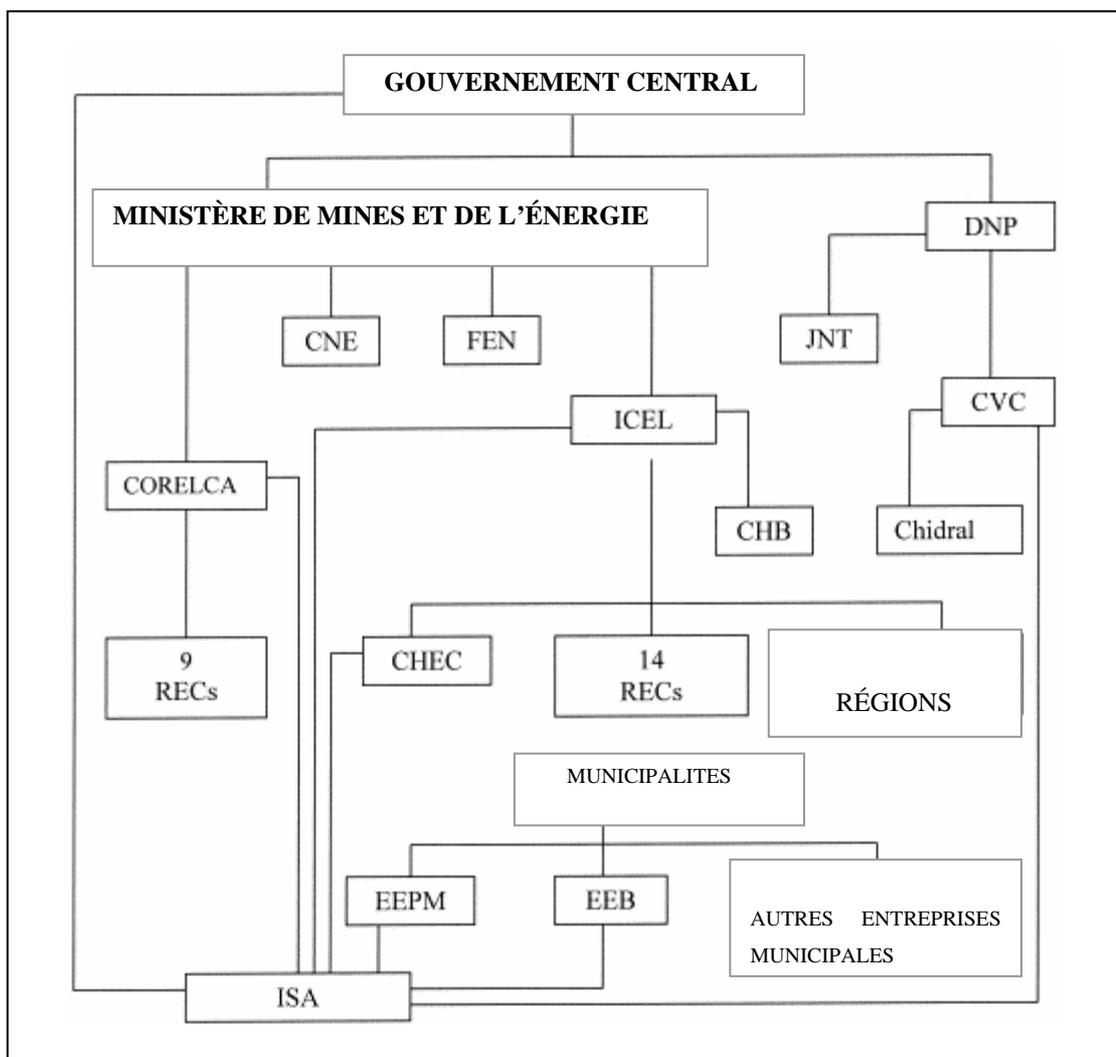
<sup>4</sup> La Colombie avait l'une des constitutions les plus stables de l'Amérique Latine, car elle n'a été changée qu'après un siècle d'existence. En fait, elle a été approuvée le 4 août 1886. Instituto de Derecho Publico Comparado, 2003, Constitución de Colombia, Univeridad Carlos III de Madrid, Madrid.

<sup>5</sup> L'Amérique Latine possède 18,8% du potentiel hydraulique mondial (3.235 GW). Conseil Mondial d'Energie, 2001, Energy Markets in Transition : The Latin American and Caribbean Experience, Londres, p16.

<sup>6</sup> UPME, 2003, Plan de Expansion Referencia, Bogotá, p8.

- ii) des crises de rationnement associées aux variations du courant d'el Niño ;
- iii) présence insuffisante du gaz dans la production électrique de base ;
- iv) structure basée sur des monopoles publics intégrés verticalement ;
- v) urgence d'investissements pour l'expansion des réseaux ;
- vi) les prix de l'électricité sont fixés de façon politique et qui ne reflètent donc pas la réalité des coûts ;
- vii) des pertes non techniques élevées et la présence de subventions croisées dans les tarifs.

**Graphique n°4.1 : La structure du secteur électrique colombien en 1992**



Source : Pombo, 2001, p686.

### **1.2.1 La structure institutionnelle avant la déréglementation**

Avant les années 1990, cinq institutions majeures partageaient la définition des politiques (voir le graphique n°4.1) : le Ministère de Mines et de l'Énergie (MME), le Département National de Planification (DNP), la Junta Nacional de Tarifas (JNT), La Financière Electrique Nationale (FEN) et la Commission Nationale d'Énergie (CNE). Le MME était chargé de définir les orientations politiques générales des entreprises de service public, alors que la CNE, en tant que partie du MME, approuvait les programmes d'investissement du secteur, réglait l'usage des énergies et ajustait les objectifs des entreprises publiques. Le DNP, pour sa part, était chargé de la révision périodique des investissements. Enfin, la JNT était une entité sous la supervision du DNP, dont la principale fonction consistait à fixer les tarifs pour l'ensemble des services publics.

### **1.2.2 La structure du secteur électrique avant 1995**

En Colombie, le secteur électrique était composé de trois types d'institutions : nationale, régionales et municipales. Avant la déréglementation, le réseau national ne fut achevé qu'en 1973, lorsque la ligne de 500 kV fut construite. A l'époque, sept monopoles régionaux verticalement intégrés fournissaient l'énergie dans le pays. Trois de ces monopoles appartenaient à des municipalités : EEB, EPM et EMCALI. Les deux premiers étaient à la fois producteurs et distributeurs, alors que EMCALI constituait l'entreprise de distribution pour la ville de Cali et sa province.

Il y avait, par ailleurs, deux autres monopoles régionaux : ICEL et CORELCA. Le premier, était responsable de la production et de la distribution de l'électricité sur toute la région andine, à l'exception des aires couvertes par les entreprises municipales et celles non connectées au réseau national, situées notamment sur la région Est du pays. La production dans ces aires était assurée par les centrales hydrauliques, thermiques, voire de petites centrales thermiques à diesel. Associées à l'ICEL, travaillaient 15 entreprises régionales de distribution.

Finalement, un autre monopole régional, CORELCA, était constitué par neuf petites entreprises qui produisaient et distribuaient sur la région atlantique.

Avant la mutation, l'ISA fut l'un des plus grands producteurs et il était propriétaire du monopole de transmission. En même temps, ISA était chargé de la coordination et de la

commercialisation de l'énergie de gros. C'est pour cela que ISA, en tant que coordinateur, dirigeait le centre de dispatching.

Le centre de dispatching fonctionnait sous le mécanisme « d'ordre de mérite » : il sollicitait les rapports quotidiens sur les coûts marginaux des entreprises, surveillait les réserves opérationnelles hydrauliques et étudiait les possibilités de transmission. Sous ce mécanisme, le critère de réserve pour chaque barrage était désigné en fonction de la pluviométrie et de la capacité installée. Durant les années 1980, l'ISA a investi sur six grands projets hydroélectriques qui ont constitué 40% de la capacité installée du système entre 1980 et 1986. Trois de ces projets furent les plus grands après le « Guavio » (voir l'annexe 4.1.1).

### **1.2.3 Les problèmes chroniques de la distribution**

Bien connues par les agences multinationales de financement, les défaillances chroniques propres à la plupart des pays du Sud, sont visibles notamment dans l'activité de distribution. Elles sont nombreuses et graves, d'autant plus que leur dynamique enclenche quelque fois un « cercle vicieux » difficile à résoudre. Il s'agit de l'augmentation des pertes, de la mauvaise qualité du service, de la mauvaise récupération des recettes, des problèmes de l'expansion et de l'entretien des installations.

Certes ces problèmes sont importants, mais la difficulté majeure, au cœur des obstacles empêchant la gestion efficace des entreprises d'Etat, réside dans l'ingérence politique dans les affaires des firmes électriques. Parmi les problèmes on peut mentionner :

#### a) Infrastructure

L'expansion des systèmes de distribution est toujours en retard. En Colombie ceci s'est aggravé durant les années de la déréglementation par manque d'investissement et d'entretien de ces infrastructures, ce qui les a rendues inefficaces.

#### b) Liquidité

La récupération inefficace des recettes non payées et le manque de paiement des subventions ont créé un manque de liquidités. Au milieu d'un cercle vicieux, cela empêche un entretien convenable et dégrade le service ainsi que la récupération des recettes.

#### c) Pertes d'énergie

Les pertes d'énergie affectent toutes les entreprises de distribution nationale, avec des niveaux qui dépassent largement les standards internationaux, comme nous montre le graphique n°4.2. Les distributeurs de Choco, Nariño, Caquetà, Huila, Meta, Norte de

Santander, Cundinamarca et Cauca dépassent le 30% de pertes. D'autres ont des pertes entre 20 et 30% et, seule l'entreprise de Quindio a un niveau acceptable de l'ordre de 15%.

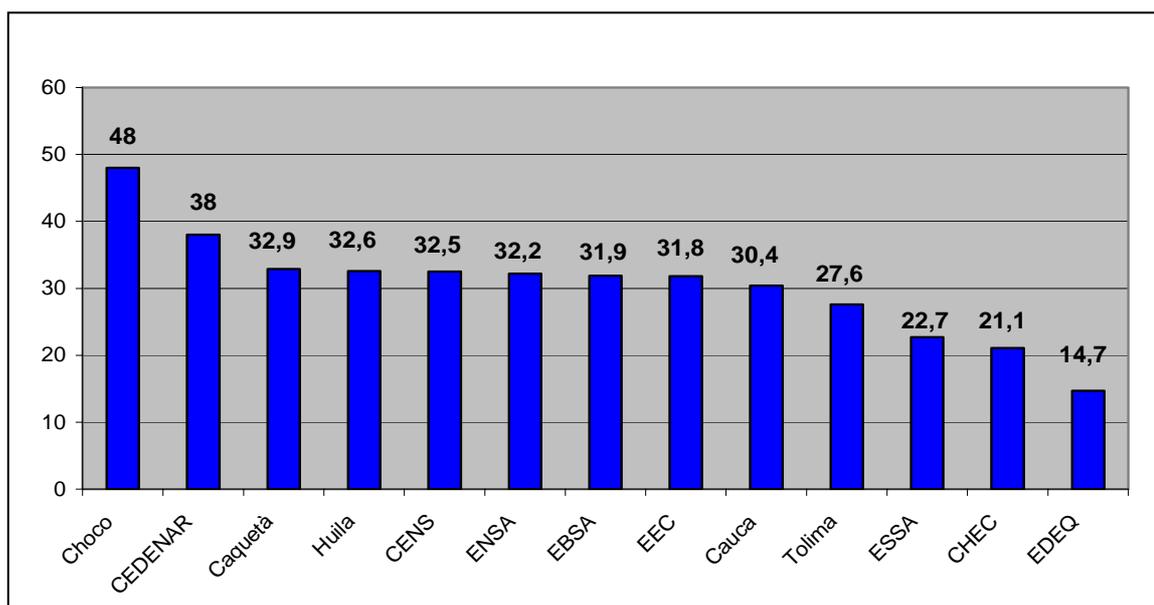
d) Recettes non recouvrées

L'Etat, pour sa part, a eu défaut de paiement concernant les services des entreprises de distribution avec un montant qui représente environ 50% des recettes non recouvrées. Le secteur résidentiel représente 31% des recettes non recouvrées, le secteur industriel 12% et le secteur commercial 7%. La somme des recettes non recouvrées atteint 120 millions de dollars (année 2002), essentiellement générée par les entreprises telles que Cundinamarca, Cauca, Caldas, Tolima, Nariño et Boyaca.

e) Le système tarifaire

Le système tarifaire souffre non seulement de l'absence d'une véritable politique de prix, mais il est aussi l'objet de manipulations par les gouvernements locaux. En effet, les tarifs jouent un rôle macroéconomique dans la lutte contre l'inflation, au lieu de refléter les coûts des entreprises.

**Graphique n°4.2 : Pertes des entreprises de distribution**



Source : UPME, 2003, p49.

Deux modèles régulateurs furent mis en place durant les années 1980 : d'une part, c'est le décret 2545 de 1984 qui établissait une structure tarifaire uniforme par rapport au type de la demande et de la condition socioéconomique des clients et, d'autre part, la résolution JNT-086.

Le décret permettait l'usage d'un tarif binôme et d'une discrimination de prix jusqu'au troisième degré entre les clients finaux. Autrement dit, il a été permis de varier la charge d'accès pour les catégories socio-économiques d'usagers résidentiels, si bien qu'il y avait des subventions croisées entre les clients commerciaux ou industriels et les résidentiels.

En outre, la résolution JNT-086 permettait à la *Junta* de prendre le contrôle total sur le système tarifaire. Cette réglementation éliminait la capacité des entreprises à ajuster leurs propres structures tarifaires. Dans ce sens, la *Junta* a essayé d'établir un lien entre les incréments moyens des tarifs et les Coûts Marginaux de Long Terme (LRMC), par le biais de l'introduction de diverses subventions aux consommateurs, concernant leurs conditions socioéconomiques. Ainsi, les couches pauvres pouvaient obtenir jusqu'à 80% de subvention des LRMC des firmes, les couches aisées jusqu'à 20%.

L'application de ce mode tarifaire a favorisé l'apparition de subventions croisées importantes entre les différents types de clients finaux et, selon les résultats, celles-ci ne corrigeant pas toujours les distorsions tarifaires.

### **1.3 Le nouveau cadre réglementaire colombien**

Au début des années 1990, le gouvernement colombien commença un programme d'ouverture économique générale par le biais de la promotion d'un marché de concurrence et d'une nouvelle réglementation institutionnelle. Le programme a entraîné quelques réformes importantes concernant la politique du commerce international, le régime de change, le contrôle des flux de capitaux, l'indépendance de la Banque Centrale, les privatisations, des changements de la législation du travail, la législation pour l'investissement étranger et les régimes de sécurité sociale et de retraite (Pombo, 2001).

Dans le cadre de ce programme, l'industrie électrique a initié les changements majeurs qui ont eu lieu depuis 1967, lorsque l'ISA a été créée. La déréglementation avait quatre objectifs principaux : « l'introduction de la concurrence dans le secteur, l'entrée du capital privé, le libre accès des tiers aux réseaux de transmission et de distribution et, l'établissement d'un nouveau schéma de déréglementation »<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Pombo, 2001, p1.

### **1.3.1 Le scénario de la mutation**

La déréglementation en Colombie commença réellement en 1992, même si certains auteurs colombiens datent son début en 1995. En fait, c'est la crise énergétique survenue lors de la sécheresse de l'année 1992 qui a déclenché la mutation. En effet, le rationnement sévère, subi par le pays lors de cette crise a incité le gouvernement à promulguer le décret 700 dans le but de fixer des normes permettant l'entrée des investisseurs privés dans la production électrique, tout en faisant usage de « l'état d'urgence économique » déclaré par lui-même (CREG, 2001).

Suite à ce décret, plusieurs projets déjà prévus dans les programmes d'expansion ont été mis en place, notamment par le biais du mécanisme Built, Operate, Own and Management (BOOM). De plus, l'autorisation a été accordée aux monopoles d'Etat de signer des contrats d'achat et de vente d'énergie de long terme (PPA) avec les firmes privées.

Certes, la réforme constitutionnelle faite en 1991 était la base sur laquelle le décret est fondé, mais il est aussi vrai que la crise de la fin 1992 a poussé le gouvernement à faire les changements institutionnels requis. Les décrets ont impliqué entre autres, la création de la Commission de Régulation Energétique (CRE) et ont dissout les autres institutions créées au cours de la planification centralisée, tels que la *Junte Nationale de Tarifs* (JNT) et la *Commission Nationale d'Energie*.

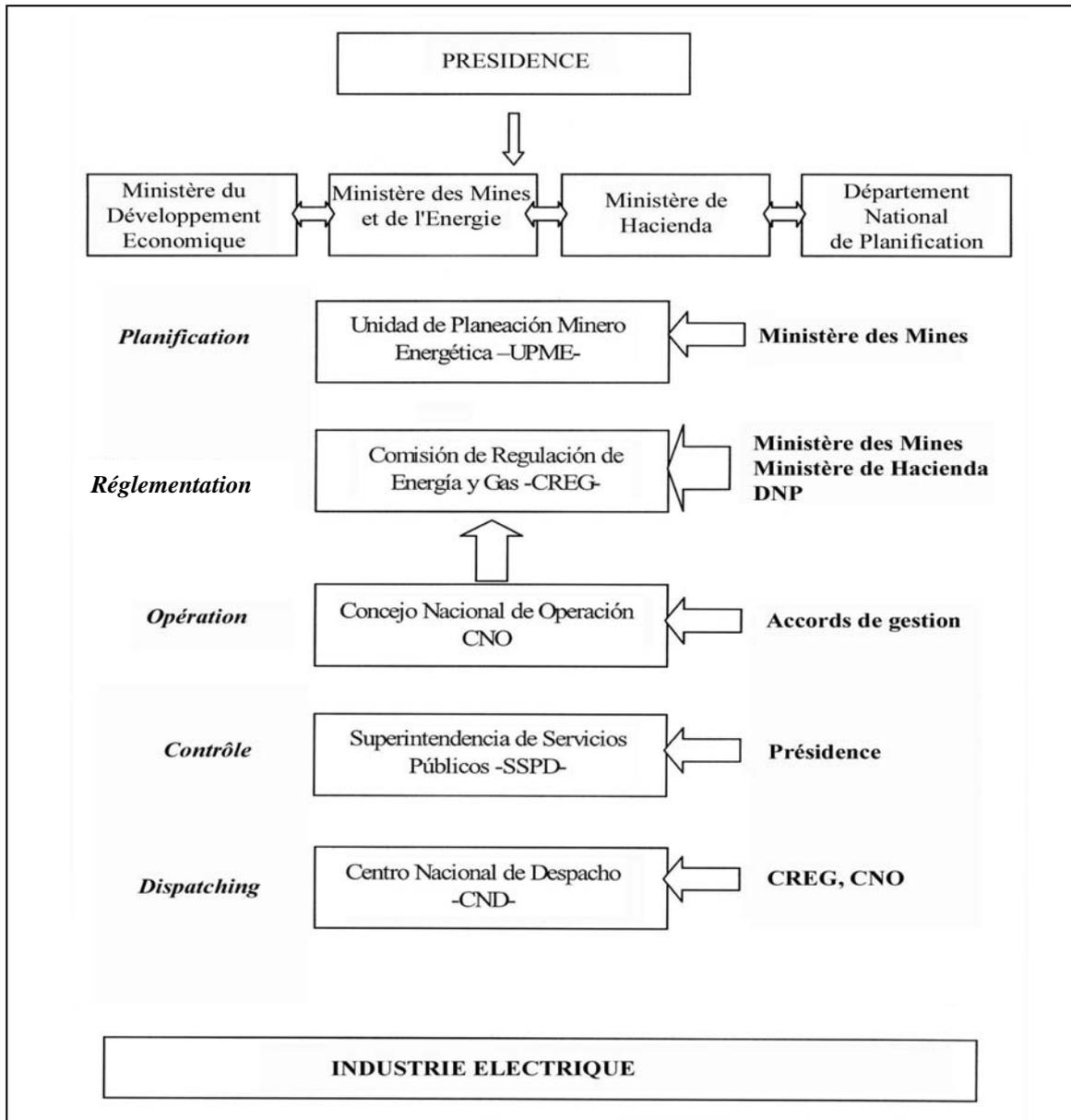
Cependant, comme les décrets ne constituent pas un cadre institutionnel stable dans la mesure où ils ne sont pas des lois issues de la décision du parlement, le Congrès de la République a en 1994 approuvé deux lois : la loi de Services Publics Domiciliaires et la loi Electrique. Selon cette dernière, la CRE s'est transformée en Commission de Régulation d'Energie et du Gaz (CREG), l'organisme régulateur actuel.

La CREG a désigné, réglementé et placé le nouveau cadre institutionnel du secteur électrique et gazier vers la fin de 1994. Ce nouveau cadre institutionnel a été mis en place à partir de Juillet 1995, date du début des opérations commerciales de la bourse d'énergie.

### **1.3.2 Les nouvelles institutions**

La cadre adopté par la Colombie implique un ensemble d'institutions et d'entreprises lequel constitue la base de la nouvelle structure du marché colombien (voir graphique n°4.3 au-dessous).

**Graphique n°4.3 : Le cadre institutionnel colombien**



Source : CIER, 2000, p9.

L'organisme régulateur, la Commission d'Énergie et Gaz (CREG), est une unité administrative dépendant du Ministère de Mines et de l'Énergie (MME) qui se trouve au cœur de la déréglementation. Ainsi, la CREG est dotée des compétences pour expédier les règles destinées à promouvoir, à créer et à préserver la concurrence dans la production et pour réguler l'usage du transport en garantissant le libre accès des agents<sup>8</sup>.

L'Unité de Planification Minière et Énergétique (UPME) est un organisme adjoint au MME dont la fonction principale consiste à établir les besoins énergétiques de la population et

<sup>8</sup> La CREG est présidée par le ministre de l'énergie. Dans son directoire compte le ministre de Hacienda et de Crédit Public (MHCP) et un représentant de la UPME parmi d'autres. CREG, 2002, p4.

des agents du secteur, sur la base des projections de la demande. Pour cela, l'UPME élabore un plan énergétique national et un plan d'expansion du secteur en concordance avec le plan national de développement. Quant à la planification, le Département National de Planification (DNP) agit aussi sur le secteur à travers une participation au sein du directoire de la CREG.

Le contrôle et la surveillance du fonctionnement du système sont assurés par la Superintendance de Services Publics Domiciliaires (SSPD). Cet organisme, à caractère strictement technique, a une personnalité juridique et dispose d'une autonomie administrative. La SSPD est dépendante du Ministère de Développement Economique.

L'influence régulatrice de la CREG s'est établie à la fois sur les organismes chargés de la réalisation du dispatching et du contrôle de marché, ainsi que sur les acteurs de chacune des activités. Parmi les premiers, il faut mentionner le Centre National du Dispatching (CND) et les Centres Régionaux de Dispatching (CRD), le Conseil National d'Opération (CNO) et enfin, l'Administrateur du Système des Echanges Commerciaux (ASIC).

Le registre des contrats à long terme et les liquidations des transactions d'énergie dans la bourse par les agents sont réalisés par l'ASIC qui est au centre de l'activité financière du marché.

Quant à la gestion technique du fonctionnement du marché, elle est assurée par le CNO. Les missions du CNO garantissent la sécurité et l'efficacité économique de l'opération du SIN. Le CNO, composé par des représentants du CND et des entreprises de distribution, fonctionne selon un règlement spécifique.

Avec le CNO, le CND est chargé de la planification, de la surveillance et du contrôle de l'opération intégrale des agents du marché. Il est également chargé de donner les instructions aux centres régionaux de dispatching afin de coordonner les manœuvres d'opération<sup>9</sup>.

#### **1.4 Le processus de privatisation**

Dans les expériences de déréglementation chilienne, britannique et argentine, la privatisation s'est effectuée de manière radicale. En revanche, en Colombie, la privatisation n'a pas impliqué la vente drastique des entreprises d'Etat au secteur privé. Ainsi, les investissements sont intervenus graduellement dans la production et la distribution, si bien

---

<sup>9</sup> La description du cadre institutionnel colombien est un résumé fait sur la base de l'information disponible sur les sites de la CREG, d'ISA et d'autres organismes gouvernementaux chargés de la déréglementation et du contrôle du marché électrique colombien.

qu'aujourd'hui, l'on constate une concurrence entre les agents publics et privés (Pombo, 2001).

### 1.4.1 Les étapes de la privatisation

La privatisation a suivi deux étapes dans le secteur électrique colombien entre 1996 et 1998. Lors de la première étape, le gouvernement a mis l'accent sur la vente des centrales hydroélectriques et thermiques dans le but de laisser l'expansion de la production au secteur privé (cf. graphiques 4a et 4b). Pour cela, l'implantation d'un régime de propriété mixte (public-privé) a été mise en œuvre. Ainsi, le secteur public garde plus de 50% de propriété sur les actifs. Puis, la privatisation s'est déroulée selon le mécanisme des appels d'offres.

Selon Pombo (2001), quelques aspects méritent d'être soulignés concernant le processus de privatisation (selon l'annexe 4.1.3, résumé de la privatisation par entreprises et centrales) :

- i) Les entreprises latino-américaines ont eu un rôle actif dans la privatisation. En fait, les firmes chiliennes par exemple, ont investi dans le secteur environ 3.300 millions de dollars<sup>10</sup>.
- ii) L'entreprise du Pacifique S.A. (EPSA) possède 982 MW de capacité installée dans le marché régional de la vallée du Cauca et constitue le principal fournisseur des Entreprises Publiques de Cali<sup>11</sup>.
- iii) La privatisation du secteur électrique représente 15% de l'investissement total étranger sur la période 1997-1998 et, 32% de la capacité installée du pays.
- iv) L'opération majeure date de 1997 avec la capitalisation et la vente de 48% de la valeur nette de la EEB<sup>12</sup>.

La deuxième étape de la privatisation consista en la restructuration, l'augmentation de capital et la vente de CORELCA et de ses filiales en 1998 (le holding qui dessert la côte

---

<sup>10</sup> ENDESA, la plus grande firme productrice du Chili, a été le plus grand investisseur en Colombie. Sa capacité installée actuelle en Colombie, après avoir acheté la Betania et les participations sur quelques anciennes centrales de la EEB, est d'environ 1.200 MW. Pombo, 2001, p699.

<sup>11</sup> Ce marché implique les régions de la vallée du Cauca excepté Cali et représente 218.000 clients. Quatre centrales hydroélectriques et une thermique représentent le parc de ce marché. Pombo, 2001, p699.

<sup>12</sup> L'EEB était l'entreprise la plus grande du pays et le marché majeur de distribution régional. Elle dessert l'aire métropolitaine de Bogota et 98 municipalités de la province représentant environ 1,3 millions de clients résidentiels, soit 22% du total, ainsi que 50% des consommateurs industriels et 30% des commerciaux. L'EEB, le monopole public intégré verticalement qui desservait 98% de la ville de Bogota, représentait 9,2% du marché national. Afin de privatiser le monopole, celui-ci fut dé-intégré en trois firmes indépendantes : de production, ENGESA ; de distribution et commercialisation, CODENSA et du transport, EEB. L'EEB garde aujourd'hui donc le réseau de transmission régionale. La capitalisation totale d'EEB fut de 2.177 millions de dollars, qui représentent 56% des recettes qui sont rentrées dans le pays par les privatisations durant ces années. Pombo, 2001, p699.

atlantique). Dans cette région, la privatisation a pris une orientation différente par rapport à la première étape, car le gouvernement décida d'abord d'augmenter le capital, de restructurer et de refinancer la dette extérieure de CORELCA.

En effet, par le biais du financement de la FEN, une augmentation de capital de 405 millions de dollars a été réalisée dans CORELCA afin de compenser les défauts de paiement, comme par exemple le service de la dette, les contrats négociés sur le marché spot et non payés, les péages de transmission et les dettes dues au personnel. Ensuite, une deuxième augmentation de capital a été faite en 1998, pour une valeur de 187 millions de dollars. Les ressources financières provenaient d'autres entreprises publiques telles que ISA, ISAGEN et de bons de dette publique (Pombo, 2001).

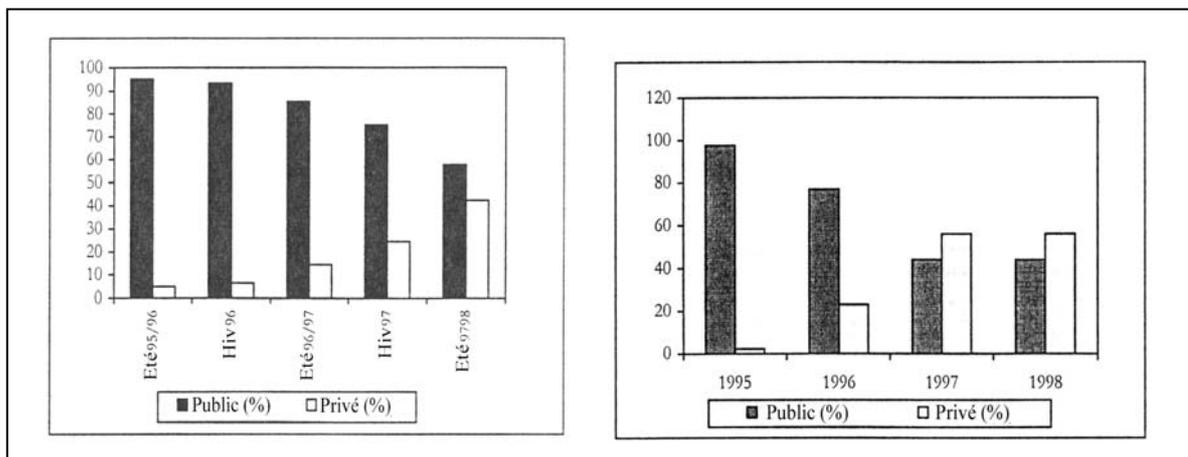
Ensuite, la restructuration du monopole s'est réalisée, si bien que le holding a été dé-intégré en trois entreprises : de production, GENDELCA ; de transmission, TRANSELCA et trois entreprises de distribution à savoir : Electrocaribe, Electrocosta et San Andres Power&Light. Les deux premières desservant un marché d'un million de clients sur la côte continentale atlantique et, la troisième à 12.000 clients résidentiels dans les îles des Caraïbes.

**Graphique n°4.4a :**

**Production d'électricité, la participation publique et privée**

**Graphique n°4.4b :**

**Evolution de la capacité installée durant la privatisation (1995-98)**



Source ; ISA, 2000, p41.

Plus tard, le gouvernement a invité les investisseurs à participer au capital de ces entreprises. Ainsi, ISA a acheté 65% de TRANSELCA pour 180,5 millions de dollars et, un holding, composé par Houston Industries et Electricité de Caracas, a acheté pour 980 millions

de dollars 65% des entreprises de distribution : Electrocaribe et Electrocosta. Enfin, la transaction de GENDELCA est restée ouverte.

#### **1.4.2 L'évolution de la privatisation**

Jusqu'à la crise de 1992, presque la totalité de la production était offerte par les monopoles publics. Avec les mesures prises par le gouvernement pour inciter l'entrée du capital privé, l'offre privée a augmenté rapidement pour atteindre 47% du total dans la saison sèche de 1998 (voir graphique n°4.4a et b au-dessus).

Une grande partie des ventes des actifs étatiques s'est produite entre 1996 et 1997. Cela signifie un changement de la capacité installée privée qui est passée de 2% en 1995 à environ 56% en 1997. Cette entrée des capitaux privés dans l'activité de production a dynamisé la concurrence sur les marchés de court et de long terme (ISA, 2000).

### **1.5 La structure du nouveau marché**

La concurrence a été introduite dans la production par la création du marché électrique de gros. Deux grands espaces pour les transactions existent :

- i) Le marché du gros proprement dit (MEM), au sein duquel participent les agents des différents segments de la chaîne électrique. Ce marché est divisé en deux selon le type de transactions réalisées, de long terme (par contrats) et de court terme ou bourse d'énergie (marché spot).
- ii) Le marché libre (ML), dans lequel participent en tant qu'acheteurs les gros consommateurs (maintenant à partir de 0,1 MW ou 55 MWh-mois) et, les fournisseurs en tant que vendeurs.

Comme le modèle colombien s'inspire du Pool, la bourse est un marché centralisé durant les 24 heures du jour suivant, avec l'obligation de participer pour tout producteur enregistré sur le marché. Ici les prix de long terme sont indépendants des prix de court terme.

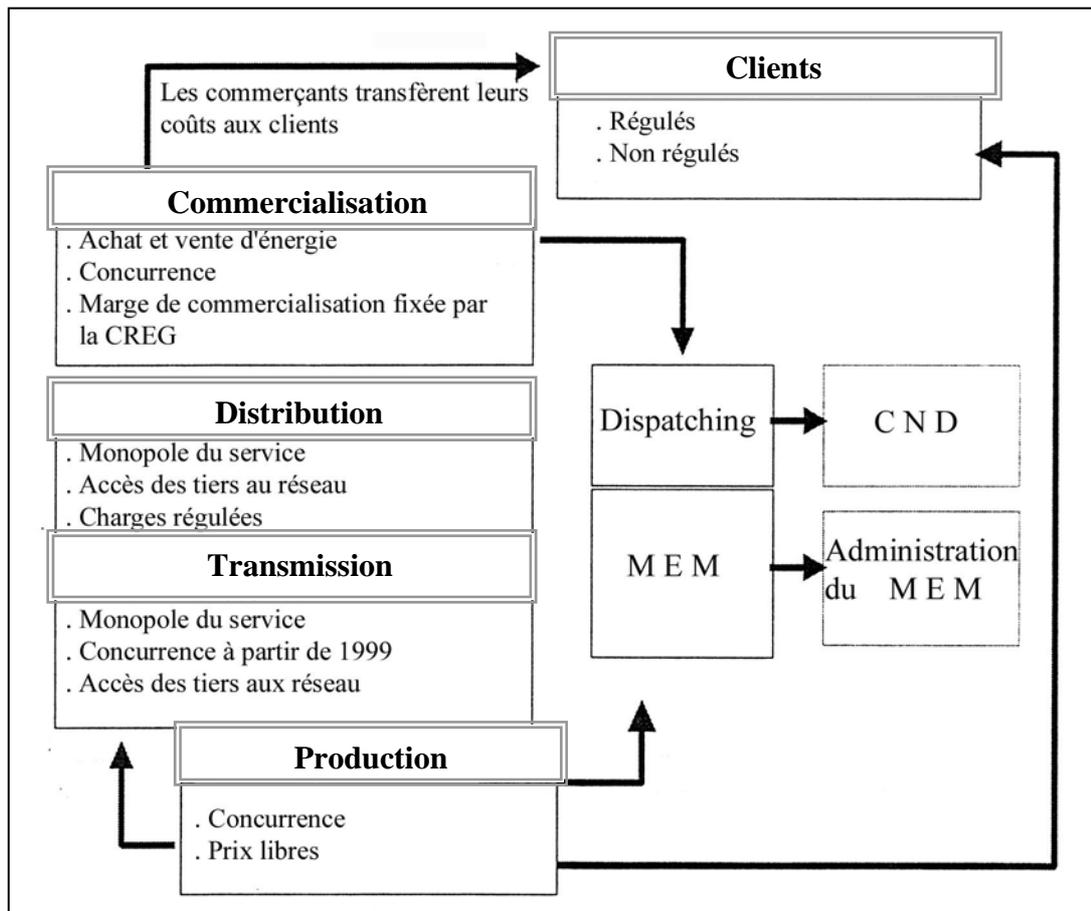
Le marché de court terme est destiné à minimiser le coût de dispatching par le biais de « l'ordre de mérite » ; par conséquent, les demandeurs ne participent pas à la bourse<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Il faut prendre en compte le fait que le marché colombien fut désigné sur la base du Pool anglais du début, celui qui avait des fondements du système centralisé ancien. Par ailleurs, les conditions du marché colombien sont différentes de celles de l'Angleterre, comme par exemple la nature du système de transmission. Ruff, 2001, Replacing the Pool in the UK., p35.

Les gros consommateurs ne peuvent pas accéder de façon directe au MEM, puisque selon la loi, ils devraient d'abord se constituer en Entreprises de Service Public (ESP). Cependant, ils bénéficient des opportunités de ce marché, en établissant des relations entre leurs accords commerciaux et les fluctuations du marché.

*Graphique n°4.5 : La nouvelle structure du marché*



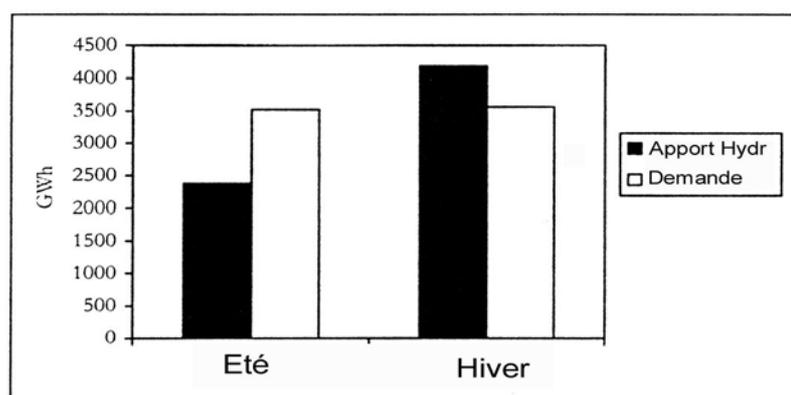
Source : ISA, 2000, p16.

Du côté de la demande, les acheteurs branchés au Système Interconnecté National (SIN), notamment les fournisseurs, sont livrés en énergie dispatchée dans le MEM par le biais soit des marchés de court terme soit de long terme. Le graphique n°4.5 nous montre la structure du système. Il faut souligner que la gestion du système et du marché sont les rôles d'ISA.

### 1.5.1 Structure du marché et concentration

La prédominance de l'hydroélectricité et l'insuffisante capacité de régulation hydrologique constituent les facteurs clés permettant de comprendre les dysfonctionnements du système électrique colombien et les conséquences sur la volatilité des prix.

**Graphique n°4.6 : Les apports hydrauliques et les demandes moyennes dans les saisons sèche et humide**



Saison/ année	1996	1997	1998
Eté (%)	68	63	31
Hiver (%)	117	78	113

Source : ISA, 2000, p36. (Dans le tableau les apports hydrauliques sont exprimés comme fraction de la demande)

Le système électrique, dans son ensemble, possède une capacité limitée de stockage de l'eau. Cela empêche de transférer les excédents hydrologiques de la saison humide à la saison sèche. L'abondance des apports hydrologiques, pour un mois moyen de saison humide, dépasse largement la demande d'un mois moyen de la même saison, ce qui potentiellement permettrait de stocker de l'eau. En revanche, les pluies de la saison sèche ne sont pas suffisantes pour couvrir la demande moyenne saisonnière<sup>14</sup> (voir graphique n°4.6 et son tableau).

Un autre facteur contraignant est la concentration du stockage de l'eau en un petit nombre d'entreprises. En effet, six agents producteurs (ceux du tableau n°4.1) possèdent 75% de la capacité nationale de production alors que les 25% restants sont dans les mains de 17

<sup>14</sup>A titre d'illustration, les apports de la saison humide de 1996 ont largement dépassé la demande 4348 GWh et, durant la même période, les vidanges improductives d'eau ont été de 4229 GWh (17% de la demande correspondante). ISA, 2000, p36.

agents. En outre, les deux premières entreprises, EMGESA de Bogota (2495 MW) et EPM de Medellin (1958 MW), sont propriétaires de 85% de la capacité de stockage du pays.

**Tableau n°4.1 : Participation des agents producteurs sur la capacité effective de stockage**

Agents	Capacité installée		Capacité du barrage	
	MW	%	MWh	%
EMGESA	2495	20,7	7013	48,9
EPM	1958	16,2	5126	35,7
ISAGEN	1603	13,3	434	3,0
Chivor	1000	8,3	1105	7,7
Tebsa	877	7,3	0	0
EPSA	980	8,1	439	3,1
Total 5 agents	8913	73,9	14116	98,4
<b>Total SIN</b>	<b>11178</b>	<b>100</b>	<b>14340</b>	<b>100</b>

Source : ISA, 2000, p35. Pour Décembre 1998.

Sur la base du modèle anglais, le principe de séparation verticale et horizontale des industries de réseau a été mis en place en tant qu'élément basique de la déréglementation colombienne. Les lignes générales de la structure du marché sont visées par l'établissement de la libre concurrence dans la production et la commercialisation, alors que la transmission et la distribution sont considérées comme des monopoles naturels (CREG, 2001).

Il est instructif de préciser quelques règles de la déréglementation colombienne concernant la séparation des activités :

- i) Les entreprises de services publics (ESP) constituées avant la loi et qui étaient intégrées verticalement, pouvaient continuer à développer plusieurs activités, mais avec une comptabilité séparée.
- ii) Les ESP constituées, peuvent réaliser des activités simultanées complémentaires telles que production-commercialisation, distribution-commercialisation<sup>15</sup>.
- iii) Les ESP, constituées après la loi dont l'activité est la transmission, ne peuvent pas développer des activités différentes de celle-ci<sup>16</sup>.
- iv) Aucune entreprise ne peut avoir plus de 25% de la capacité installée du SIN.
- v) Aucune entreprise ne peut avoir plus de 25% de l'activité de commercialisation, par rapport aux ventes d'énergie à des usagers finals du SIN.

<sup>15</sup> Les activités suivantes sont considérées comme s'excluant l'une l'autre : production-transmission, production-distribution, transmission-distribution et transmission-commercialisation. CREG, 2001, p4.

<sup>16</sup> Cette mesure a été appliquée à l'ESP Interconnexion Electrique S.A. (ISA), constituée avant la loi mais divisée par mandat légal postérieurement à cette date. CREG, 2001, p4.

- vi) Aucune entreprise ne peut avoir plus de 25% de la distribution.
- vii) Aucune entreprise de production ne peut avoir des actions ou des intérêts sociaux qui représentent plus de 25% du capital social d'une entreprise de distribution.

Le tableau n°4.2 présente quelques indicateurs d'intégration des activités du réseau électrique. Nous pouvons apprécier que la propriété de la distribution est concentrée sur des agents qui possèdent des actifs productifs dans d'autres activités. Du total de la demande interconnectée, 26,5% ont été distribués par ce type d'entreprises (ISA, 2000).

Par ailleurs et selon le même tableau, 29,7% de la capacité du SIN sont dans les mains des entreprises qui réalisent directement une ou les deux activités de transport et de distribution. Enfin, une faible intégration se retrouve dans la transmission au niveau du système national, étant donné que seulement 11,5% de la propriété sont sous le contrôle des entreprises intégrées<sup>17</sup>.

**Tableau n°4.2 : Indicateurs du degré d'intégration verticale de l'industrie électrique**

Entreprises (1)	Activité					
	Production		Transmission (2)		Distribution	
	MW	%(3)	Km	%(3)	GWh	%(3)
EPM	1958	16,2	517	5,3	6422	15,1
EPSA	980	8,1	270	2,8	1405	3,3
CHEC	215	1,9	49	0,5	1179	2,8
CENS	168	1,8	77	0,8	1018	2,4
EBSA	164	1,4	0	0	1010	2,4
ESSA	151	1,3	204	2,1	1362	3,2
Total intégrées	3636	30,7	1117	11,5	12396	29,2
Total dé-intégrées	8421	69,3	8605	88,5	30129	70,8
<b>Total SIN</b>	<b>12057</b>	<b>100,0</b>	<b>9722</b>	<b>100</b>	<b>42525</b>	<b>100,0</b>

(1) Il s'agit de la participation directe sur le marché. Cela ne tient pas compte d'autres participations telles que des actions ou des titres.  
(2) À partir de 220 KV.  
(3) Calculé à décembre 1998.

Source : ISA, 2000, p20.

Dans le tableau n°4.2 nous observons que les Entreprises Publiques de Medellin (EPM) constituent le monopole majeur pour les trois activités. En revanche, il est important de souligner la dé-intégration verticale des entreprises telles que : EEB, ISA et CORELCA.

<sup>17</sup> Si le cas colombien ressemble au cas chilien en tant que système à dominante hydraulique, il a évolué différemment lors de la privatisation car il est fondé sur le Pool anglais. Parmi les caractéristiques majeures, on peut noter celle du contrôle de la concentration. Millan, 2000, p9.

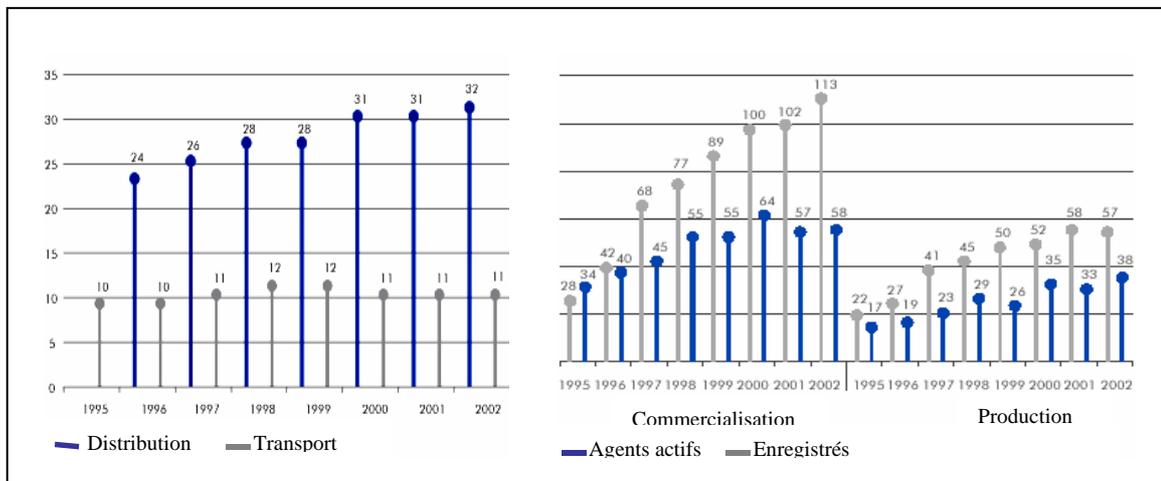
## 1.5.2 Les nouveaux agents du marché

Dans le marché de gros colombien il y a quatre types d'acheteurs et de vendeurs : producteurs, fournisseurs, transporteurs et distributeurs.

A partir de la déréglementation de 1995, le nombre d'agents s'est accru surtout dans la commercialisation et la production. Les nouveaux producteurs sont les firmes privées entrées sur le marché soit en construisant des centrales thermiques soit en achetant les anciennes centrales publiques. En revanche, dans le transport, le nombre d'agents n'a pas significativement progressé, car la concurrence a débuté l'année 2000. Les graphiques n°4.7 et 4.8 présentent l'évolution du nombre d'agents depuis le début des opérations en 1995.

Les producteurs peuvent à la fois acheter et vendre de l'énergie. Ils achètent, tout simplement, pour se protéger des éventualités qui peuvent les empêcher d'accomplir leurs obligations de contrat ou bien pour obtenir des profits en jouant sur les variations de court et de long terme.

*Graphique n°4.7 et 4.8 : L'évolution du nombre d'agents sur le marché colombien*



Source : ISA, 2003, p21.

Les agents de la transmission sont les firmes propriétaires des réseaux de voltage supérieur à 220 kV. Etant donné le caractère de monopole propre à leur activité, ils ont l'interdiction d'intervenir activement sur le marché pour commercialiser et pour produire l'énergie. Les tarifs de leurs services sont régulés par la CREG. Les firmes de distribution exploitent leurs réseaux en tensions inférieures à 220 kV et leurs tarifs sont régulés également par la CREG.

### 1.5.3 Le transport colombien dans le marché du gros

Le Système de Transmission National (STN) est formé par un réseau de 10.823 Km de lignes de 230 kV et par un tronc de circuits à 500 kV de 1449 Km de longueur. L'entreprise dominante dans cette activité est l'ISA qui possède 72% de la longueur totale du réseau. Cette situation lui permet de réaliser des échanges entre les différentes régions du pays<sup>18</sup>.

#### 1.5.3.1 Les agents de la transmission

Depuis la déréglementation nous observons que le nombre d'agents de transmission (11 l'année 2002) a peu varié (graphique n°4.7). Quatre agents avec 92,1% de la participation dans la transmission, correspondant à 9505 Km de lignes de haute tension, dominent l'activité de transmission. Ces agents font face aujourd'hui à de graves limitations et difficultés dues aux restrictions du transport (Voir le tableau n°4.3).

Agent	Lignes Km	Partage %
ISA	7032	68,2
Transelca	1190	11,5
EEB	692	6,7
EPM	591	5,7
Total 4 agents	9505	92,1
Le reste	810	7,9
<b>Total STN</b>	<b>10315</b>	<b>100,0</b>

Source : ISA, 2000, p42 et 43.

Période	%
Hiver 1995	15,7
Été 95/96	12,7
Hiver 1996	14,4
Été 96/97	16,6
Hiver 1997	13,7
Été 97/98	11,9

Les restrictions générées par ces limitations du transport favorisent le recours à des offres plus chères. Cette configuration réduit l'efficacité de la concurrence entre les producteurs et élève le prix final de l'énergie. En termes moyens, 14% de l'énergie produite ont été dispatché « hors des enchères » et, cette quantité a variée entre 11% et 22% (tableau n°4.4). La dernière valeur correspond à juillet 1995, sous les effets du Niño.

Un programme d'expansion est lancé, pour la période 1998-2001, dans le but d'accroître la capacité de transport entre les régions afin de fortifier le marché. Ce programme a été développé dans sa totalité par deux entreprises publiques, EPM et ISA. Il est constitué

<sup>18</sup> Le réseau de haute tension couvre 38% du territoire national. Sur cette surface habite 95% de la population. ISA, 2000, p42.

essentiellement par des lignes de transmission de 230 kV<sup>19</sup>. En outre, les restrictions au transport sont le résultat des attentats à l'infrastructure de transmission.

### **1.5.3.2 Les attentats à l'infrastructure de transmission**

La Colombie est un pays jalonné par des mouvements subversifs actifs depuis la fin des années 1940. Cependant, depuis 1998 les attaques de la guérilla sur le réseau très haute tension se sont intensifiés.

La UPME (2003) a fait une évaluation approximative des coûts de ces actions. Elle précise que pour l'année 2001 les dégâts montent à 65 millions de dollars. Plusieurs pertes ont été prises en compte, parmi lesquelles on doit noter : le coût de remise en place des tours ravagées, le coût économique par la non fourniture d'énergie ou rationnement forcé, les pertes dues au paiement de charges des actifs non disponibles, les pertes des distributeurs et fournisseurs et, enfin, les surcoûts d'opération dus au paiement d'une production plus chère.

Bien que les attaques doivent être analysés dans un cadre socio-politique, elles affectent l'économie, en général, et surtout les acteurs de la chaîne électrique. Les effets sur le plan conjoncturel sont pourtant subis par les clients finaux qui payent les surcoûts générés. De plus, les attentats ont entraîné des discussions sur la manière de développer le système de transmission.

### **1.5.3.3 Des aspects commerciaux du transport de l'énergie**

Le principe du libre accès au réseau, qui gère les activités de transport de l'énergie, vise à encourager la concurrence dans la production.

Les péages, régulés par la CREG et payés par les producteurs et les fournisseurs, sont calculés de manière à rétribuer les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien. Les calculs, effectués par la CREG, sont basés sur certains facteurs comme : les périodes de pointe du réseau, la localisation des centres de production et de consommation, le cycle hydrologique et son influence sur l'offre d'énergie et la courbe journalière de demande (ISA, 2000).

L'entrée régulée et « les compensations financières » sont les deux aspects du fonctionnement commercial du STN, Ces aspects deviennent en même temps des facteurs affectant le tarif au consommateur final.

Le premier, l'entrée régulée ou le « paiement brut », est le forfait payé par les producteurs et fournisseurs pour l'usage du STN dans les conditions idéales du transport.

---

<sup>19</sup> Pour une information plus détaillée on peut voir UPME, 2003, p21.

Le deuxième, les compensations ou ajustements, représente les coûts d'exploitation du STN payés par les agents à cause des opérations forcées. Ces dernières sont réalisées en dehors de la procédure d'enchère classique à cause des faiblesses du réseau ou d'attentats à l'infrastructure.

Du point de vue de l'efficacité économique, l'opérateur du réseau cherche à minimiser la fonction objective correspondant aux coûts d'exploitation (les pertes, la gestion « hors des enchères », la fiabilité des lignes) et à l'investissement.

Etant donnée l'importance des coûts liés aux opérations forcées, la CREG a, pour sa part, augmenté les prix d'offre de la production forcée ou « hors des enchères », ce qui est à la base des « compensations positives ». Les compensations négatives sont les ajustements à l'entrée. Ces ajustements portent sur les agents qui, ayant été pris en compte par le dispatching idéal, sont obligés de diminuer leur production à cause des opérations « hors des enchères ».

#### **1.5.4 Les difficultés de la distribution**

Selon la loi de 1994, les firmes constituées après cette loi ne peuvent intervenir que sur un seul segment d'activité, à l'exception des fournisseurs qui peuvent en cumuler une autre (soit la production soit la distribution).

Cette nouvelle réglementation est à l'origine de plusieurs effets pervers surtout au niveau de la dé-intégration verticale.

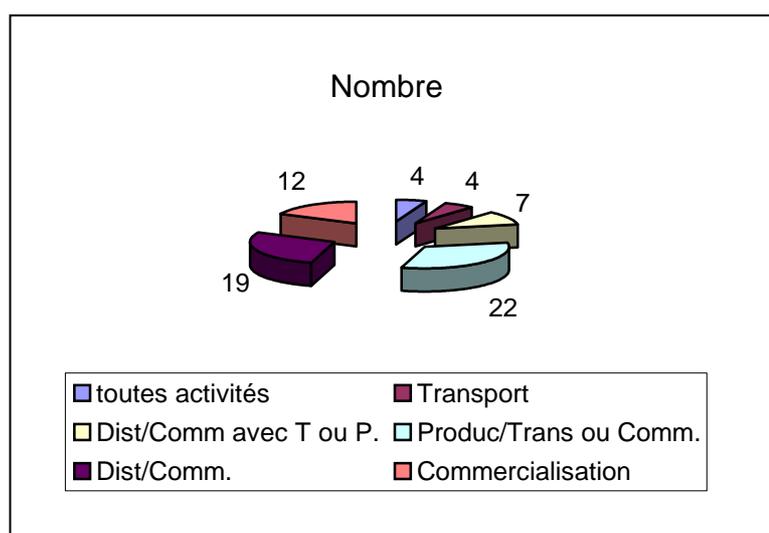
##### **1.5.4.1 Une dé-intégration verticale partielle**

Parmi l'ensemble des activités du secteur, quatre sont intégrées verticalement, notamment celles qui étaient des monopoles verticalement intégrés avant la loi. Les conditions établies par la déréglementation sont à l'origine de cette concentration.

Parmi un groupe de 68 entreprises électriques (voir graphique n°4.9), la commercialisation et la distribution sont réalisées simultanément par 19 firmes, 7 distributeurs-commerçants réalisent en même temps des activités de production ou transmission. D'autre part, 22 producteurs se consacrent exclusivement à cette activité ou font de manière simultanée de la commercialisation.

Finalement, parmi les acteurs du marché, 12 firmes sont des fournisseurs purs et 4 des transporteurs purs, alors que 4 monopoles font toutes les activités (UPME, 2003).

**Graphique n°4.9 : Nombre d'entreprises par activité**



Source : UPME, 2003, p42.

Les firmes de distribution-commercialisation desservent un marché formé par les usagers situés dans les régions interconnectées du pays. Le tableau n°4.5 au-dessous montre la composition des usagers par secteur. La présence du secteur résidentiel est importante avec 91,6% du total d'usagers. Le total de l'énergie vendue en 2001 fut de 30.138 GWh /année. La participation des usagers par rapport au total est présentée dans le même tableau (UPME, 2003).

**Tableau n°4.5 : Nombre des usagers et consommation d'énergie par secteurs**

Secteur	Nombre	%	Consommation GWH par an	%
Résidentiel	7'478.189	91,6	14.222	47,2
Commercial	550.797	6,7	3.996	13,3
Industriel	69.310	0,8	3.296	10,9
Institutions publiques	52.982	0,6	1.455	4,8
Eclairage public	4.844	0,1	968	3,2
Clients non-régulés	1.679	0,0	6.060	20,1
D'autres	7.555	0,1	162	0,5
<b>Total</b>	<b>8'165.356</b>	<b>100,0</b>	<b>30.138</b>	<b>100,0</b>

Source : UPME, 2003, p43-45.

#### 1.5.4.2 La distribution, le maillon faible de la chaîne

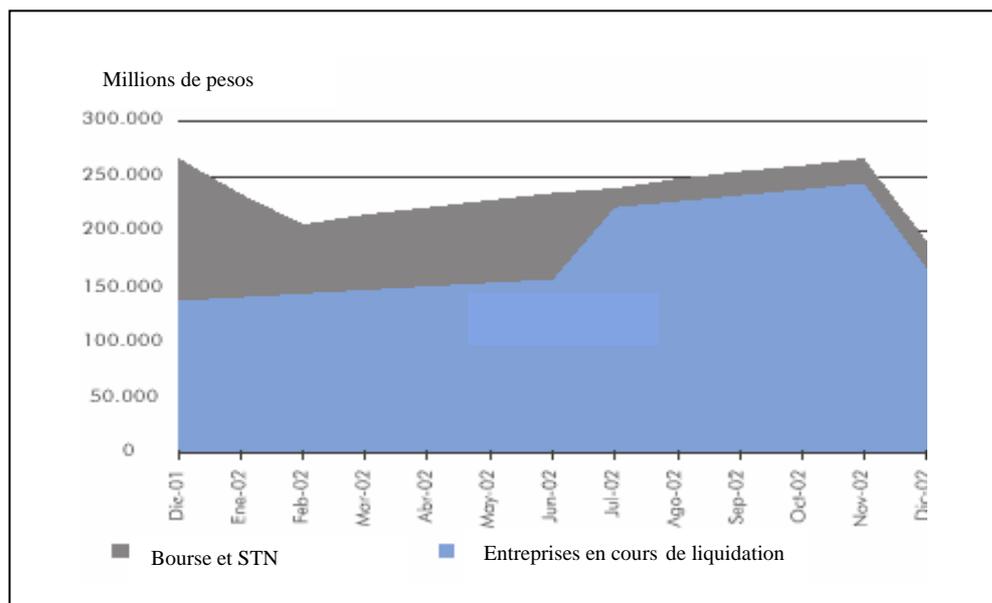
Une grande partie des distributeurs n'a pas accompli les obligations requises par le marché. Il en résulte que les fournisseurs ont ainsi suspendu leurs contrats. Cette situation a forcé les firmes de distribution à réaliser leurs achats d'énergie à la bourse souvent à des

conditions plus onéreuses, fragilisant davantage leur situation financière. Dans ce scénario, la nécessité de plusieurs entreprises a provoqué l'intervention de la Super-intendance de Services Publics à cause du manque de réalisation de leurs engagements.

Le gouvernement national a, en effet, été obligé de restructurer les entreprises dans la mesure où elles sont devenues des « goulets d'étranglement » de la chaîne productive. La nouvelle structure de marché n'est pas parvenue à dépasser les défauts de l'ancienne structure. Outre cette incapacité, la structure actuelle crée de nouveaux dysfonctionnements comme le manque de paiement au MEM, augmentant les difficultés financières des distributeurs.

Les charges non payées pour l'usage du STN et les transactions boursières non payées constituent les principales causes de la dette non recouvrée des entreprises dans leur gestion commerciale. L'évolution de cette dette non recouvrée des entreprises est en forte progression (graphique n°4.10). Elle est principalement le fait des entreprises en cours de liquidation.

**Graphique n°4.10 : La situation de la dette non recouvrée**



Source : ISA, 2003, p44.

La mauvaise situation financière des entreprises de distribution endettées et l'absence de règlements de leurs obligations se sont traduites par la promulgation du Statut de Rationnement et Code de Distribution. Ceci a permis à l'ASIC de limiter le service 202 fois par son intervention directe et 104 fois par mandat. Cette mesure a réduit considérablement la dette des entreprises pendant 2001 et 2002.

## **1.6 Le fonctionnement du marché de gros**

Sans aucun doute, l'aspect majeur de la déréglementation colombienne constitue l'instauration du Marché de Gros de l'Énergie (MEM), qui a graduellement connu une participation nombreuse des agents publics et privés.

S'inspirant à l'origine du modèle anglais, afin de promouvoir la concurrence entre producteurs et fournisseurs, on peut constater cependant des différences entre les mécanismes du marché colombien et ceux du Pool anglais.

Du point de vue physique, le MEM est basé sur l'infrastructure d'ISA, y compris le centre de dispatching qui surveille et contrôle les opérations d'environ 30 centrales hydroélectriques et 60 thermoélectriques. Deux marchés fonctionnent en même temps : le marché de court terme et le marché de long terme.

### **1.6.1 La gestion du MEM dans le marché de court terme**

C'est la veille, lorsque les agents de production communiquent leurs offres (\$/MW) au centre de dispatching pour chaque heure du jour suivant, que le centre fait la programmation de la production selon « l'ordre du mérite » et informe la nuit du même jour les offreurs des Prix Marginaux de Fourniture (SMP), pour qu'ils puissent connaître ces prix marginaux en fonction de la demande horaire (cf. graphique n°4.11). On distingue cinq types de transactions, à savoir :

#### **a) Les transactions d'énergie de court terme**

Les fournisseurs doivent acheter de l'énergie sur ce marché, car ils peuvent éventuellement avoir besoin de fournir une certaine différence d'énergie située, entre leur demande commerciale et une demande contractuelle. Les producteurs, pour leur part, doivent acheter de l'énergie pour respecter leurs engagements contractuels. Les paiements à la bourse par les fournisseurs et les producteurs de ces transactions sont réalisés sur ce marché.

#### **b) Transactions de puissance**

Ces transactions constituent des achats de puissance sur le marché par les fournisseurs afin de remplir leurs contrats<sup>20</sup>. Les producteurs sélectionnés, lors de l'opération réelle, pour

---

<sup>20</sup>Jusqu'en décembre 1996, les fournisseurs qui réalisaient ce type de transactions ne recevaient pas des paiements par concept de puissance. Cette asymétrie défavorable aux fournisseurs a été supprimée en janvier 1990, lorsque « la charge par capacité » a été instaurée.

fournir une puissance additionnelle correspondant à une énergie additionnelle commandée, devront recevoir leurs paiements supplémentaires de la bourse.

Comme le marché colombien est hautement dépendant de l'hydroélectricité (75% en 2002) et des changements climatiques, un mécanisme spécial pour contrôler la volatilité a été mis en place. Ainsi, l'opérateur du système substitue le SMP par un « prix d'intervention » au cas où le système opère au dessous du seuil minimal opératoire. De cette manière, le Pool colombien transfère le prix de l'électricité et ses coûts supplémentaires, notamment « la charge par capacité », aux distributeurs et gros consommateurs.

#### c) Les coûts des restrictions du transport

Les transactions précédemment décrites, correspondent à un système de transport idéal. Cependant, les limitations réelles au transport, produites par le manque de capacité dans la dynamique des flux énergétiques, génèrent des différences entre production réelle et escomptée. Ce sont ces différences qui engendrent des surcoûts pour correction, surcoûts qui incombent aux responsables de la défaillance.

Au même titre que le Pool anglais, lorsque les producteurs accroissent leur énergie réelle par rapport à celle proposée, ils reçoivent de la bourse une compensation correspondante à cette augmentation, remboursée au prix de l'offre. Par contre, les producteurs qui ont diminué leur production, doivent acquitter un paiement à la bourse pour l'énergie manquante, dont le remboursement est basé sur le prix de l'offre.

Le résultat de la somme algébrique des paiements et des recettes de « compensation » correspond aux surcoûts de production provenant des restrictions sur le transport. La moitié de cette somme est payée par les producteurs (selon leur capacité effective) et l'autre moitié par les acheteurs en proportion de leur demande.

#### d) Les coûts de déviations

Toute violation des producteurs au programme quotidien du marché spot est pénalisée. Les producteurs concernés doivent payer à la bourse une certaine somme, calculée en multipliant la valeur absolue de la déviation par la valeur absolue de la différence entre le prix d'offre et le prix de la bourse. Cette pénalité n'est établie que lorsque la déviation est supérieure à 5% de l'offre et que la centrale n'est pas régulatrice de fréquence.

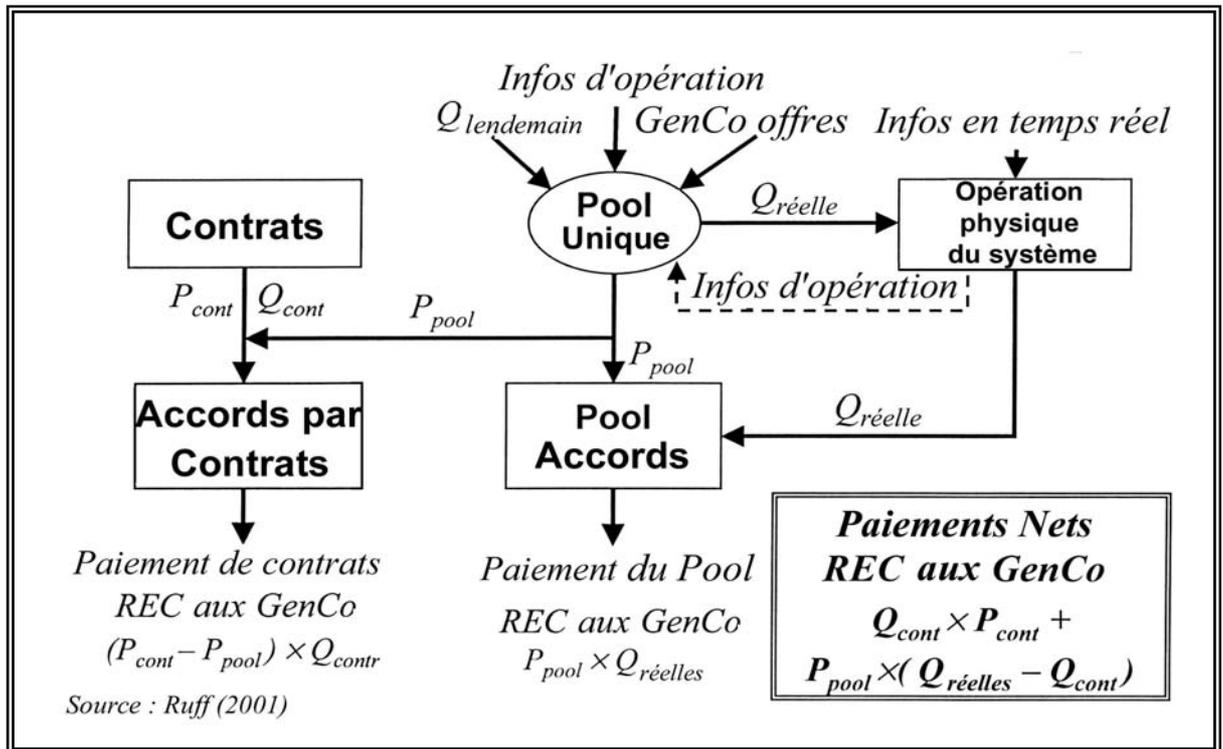
#### e) Le marché à terme

Bien que la forme, le contenu et les conditions des contrats à long terme (PPA) soient décidés librement par les agents, la déréglementation exige que ces contrats aient des règles objectives pour déterminer, à chaque heure, les quantités et les prix de la puissance et de

l'énergie accordées durant leur validité. D'autres conditions font aussi partie des contrats, portant sur la demande du distributeur, la performance financière des firmes, la volatilité.

Pour la distribution aux consommateurs régulés et pour garantir la livraison à ce marché, la déréglementation établit l'obligation des fournisseurs à s'engager par contrat sur une certaine partie de la demande.

**Graphique n°4.11 : Fonctionnement du marché colombien**



Enfin, il faut rappeler que l'administrateur du système (ASIC) est chargé de rembourser l'énergie transférée sur le marché de long terme, selon les règles suivantes (ISA, 2000) :

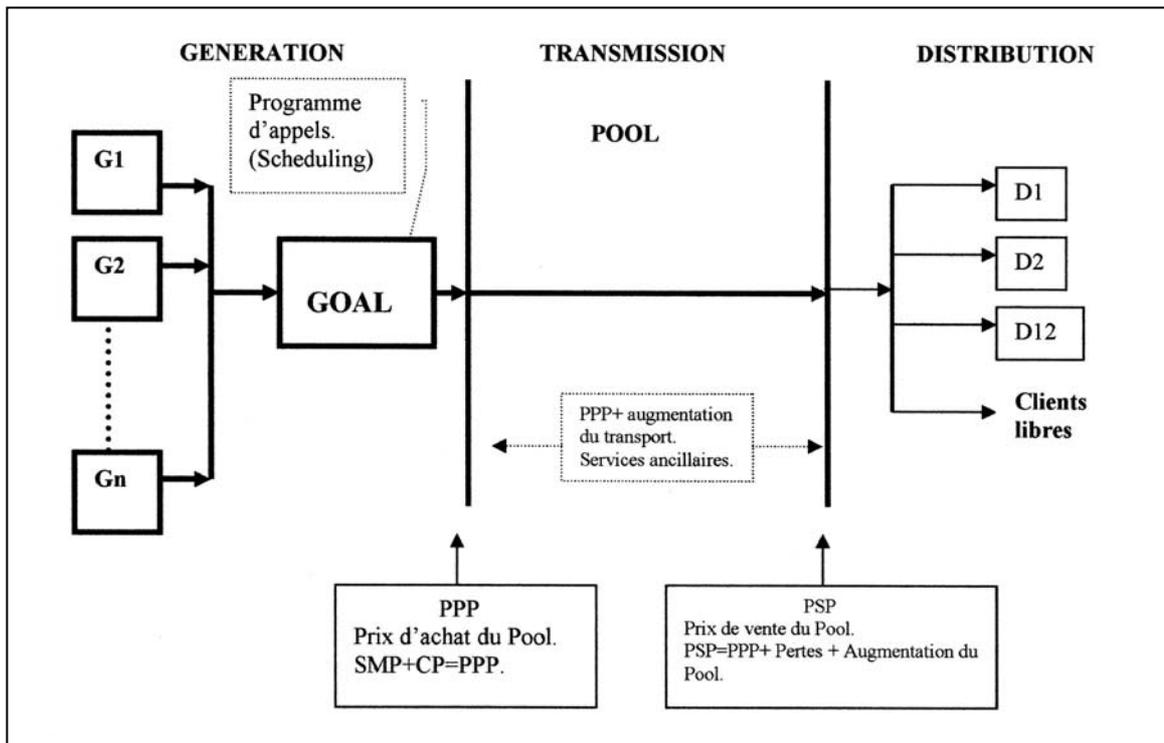
- i) Concernant l'acheteur et pour chaque heure, la priorité est donnée aux contrats « *take or pay* » par l'ordre du mérite. Ensuite, les contrats assignés sont les « *pay what is effectively demanded* » ou paiement à la demande pris également en fonction de l'ordre du mérite. Autrement dit, selon ce dernier type, l'acheteur paye au prix accordé par le contrat toute l'énergie consommée.
- ii) Concernant le vendeur et pour chaque heure, les calculs se réalisent à partir des quantités accordées aux acheteurs et selon les mécanismes déjà précisés.

## 1.6.2 Le système de prix

Le prix de vente du Pool (SPP) est un tarif binôme dans lequel la « charge par capacité » (CP) agit comme un paiement d'accès qui varie mensuellement<sup>21</sup>. Dans la mesure où l'hydroélectricité constitue la capacité de base et, où la capacité thermique fonctionne pour sa sécurité, la charge par capacité permet de prévoir le financement nécessaire pour que la protection des producteurs marginaux soit toujours assurée et garantisse la stabilité et le bon fonctionnement du système (voir l'annexe n°4.1.2).

De cette manière, si une faille du système résulte d'une pénurie d'énergie, à cause d'une déficience de capacité installée de base, alors le système finance les centrales nécessaires pour la couvrir. De même, s'il s'agit d'une faille de la charge, du fait d'un excès de la demande, le système procède à des compensations pour les centrales dont la capacité répond à ces demandes de pointe (Pombo, 2001).

*Graphique n°4.12: Le système de prix en Colombie*



<sup>21</sup> C'est une différence importante par rapport au Pool anglais, car la charge par capacité est un mécanisme pour payer aux producteurs leurs coûts marginaux de long terme, dans l'objectif de garantir l'investissement en capacité installée. Autrement dit, cette charge par capacité cherche à compenser les agents qui ont pourvu de l'énergie au système au moment critique de la demande de pointe. L'usage de ce mécanisme n'est pas nouveau, car même dans le système verticalement intégré, il y avait déjà des charges par capacité, afin de payer les coûts de long terme pour une expansion optimale du système. Pombo, 2001, p702.

La formule pour préciser la charge par capacité est donnée par :

$$PEC = (TPC * CCV) / ED^P, \text{ où:}$$

- PEC (Power Equivalent Cost) est la charge par capacité (\$/KWh);
- TPC (Theoretical Payable Capacity, kW);
- CCV (Capacity Charge Value \$/kW-month) et ;
- $ED^P$  la demande d'énergie du mois.

Le prix de vente du Pool est alors donné par la formule suivante:

$$SPP = SMP + PEC + Uplift .$$

Le dernier terme de l'équation représente les prévisions de réserve afin d'assurer le fonctionnement du système et d'éviter les « goulets d'étranglement » du transport (cf graphique n°4.12).

### **1.7 La performance du système après la déréglementation**

La capacité installée dans le SIN, en 2002, était de 13.379 MW. L'hydroélectrique en compose 65,6%, le thermique à gaz 28,8% et le thermique à charbon 5,6%. De plus, la Colombie peut transférer au Venezuela 236 MW et à l'Equateur 270 MW.

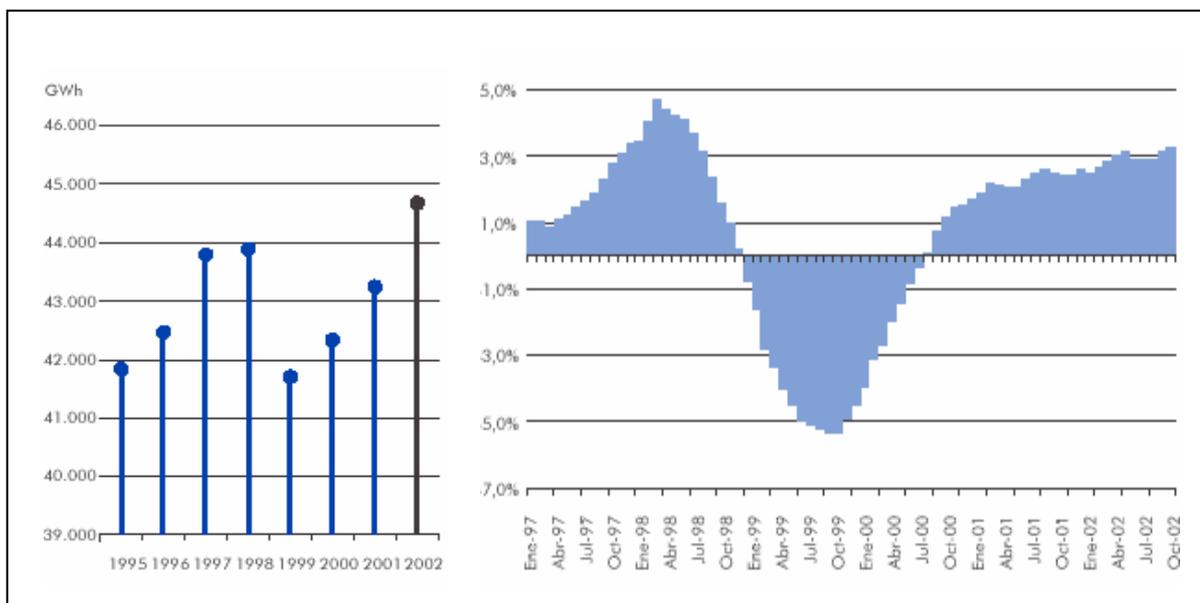
L'un des résultats de la déréglementation a été l'entrée de nouveaux investisseurs qui ont significativement augmenté la capacité installée thermique. Cette croissance est due à l'amélioration technologique. Les nouvelles unités sont plus efficaces et plus modernes, notamment celles à cycle combiné de gaz.

La demande nationale d'électricité, en 2002, est la plus forte de l'histoire colombienne, 44.811 GWh, tel que nous le montre le graphique n°4.13.

En fait, à partir d'octobre 2000, on constate une forte croissance de la demande jusqu'en 2002 où elle atteint ce maximum. Près de 75% de cette demande correspondent à l'hydroélectricité, 22,18% à la thermoélectricité et le reste à la production marginale (Voir graphique n°4.14).

**Graphique No.4.13:**  
**Demande annuelle d'électricité**

**Graphique No.4.14:**  
**Taux de croissance de la demande**

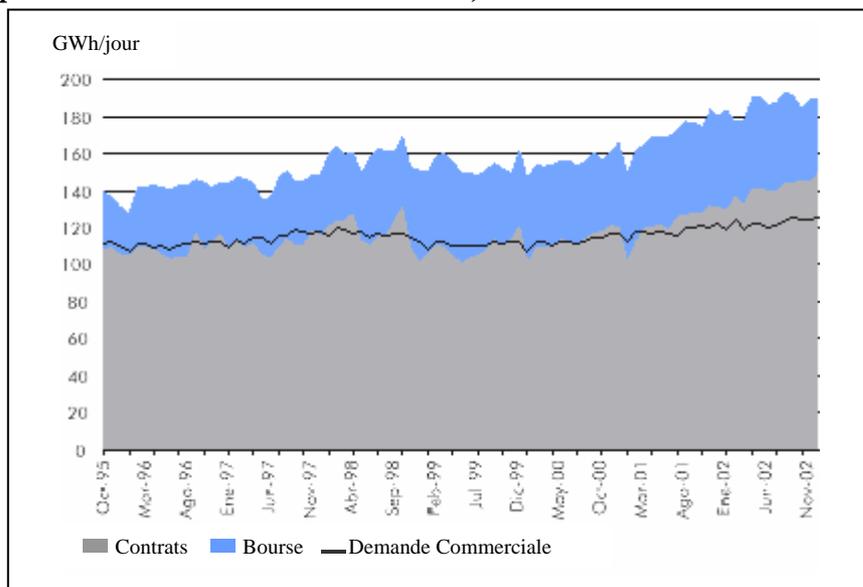


Source : ISA, 2003, p25

### 1.7.1 Les transactions du marché grossiste

La plupart des transactions, faites sur le marché de gros colombien, sont sur la base de contrats. En effet, durant l'année 2002, les transactions par contrats bilatéraux de long terme ont atteint 75,3% de l'énergie commercialisée sur le marché (ISA, 2003).

**Graphique n°4.15: Transactions en Bourse, contrats et demande commerciale**

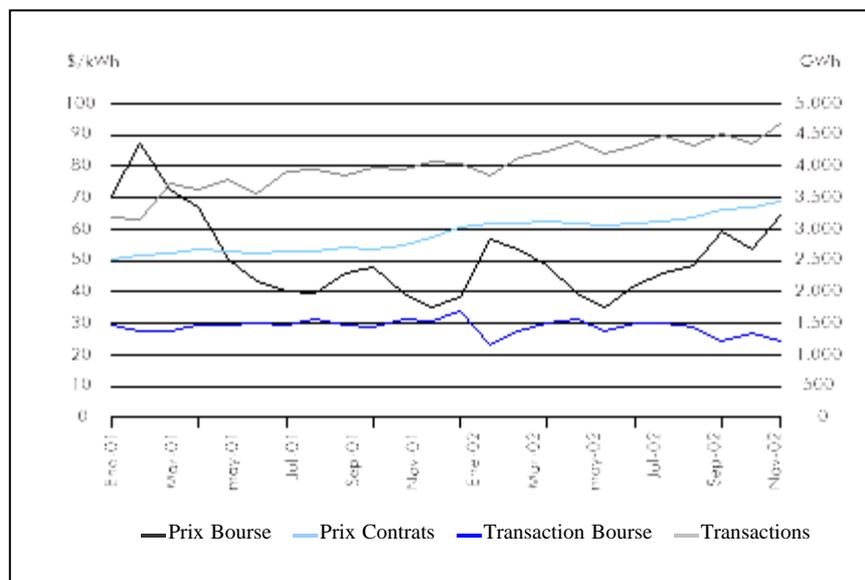


Source : ISA, 2003, p25

Le total des contrats et des transactions boursières a toujours été supérieur à la demande réelle. Cette tendance ne cesse de s'amplifier comme le montre le graphique n°4.15. Ceci exprime bien l'intention des agents de se mettre à l'abri de la volatilité.

En effet, malgré la montée de prix des contrats par rapport aux prix spot, on observe une augmentation des contrats à terme. Le graphique n°4.16 illustre cette tendance. Il faut rappeler toutefois que le marché spot reste la référence pour les prix du marché à terme.

**Graphique n°4.16: Transactions en Bourse et contrats Vs. Prix de bourse mensuel**



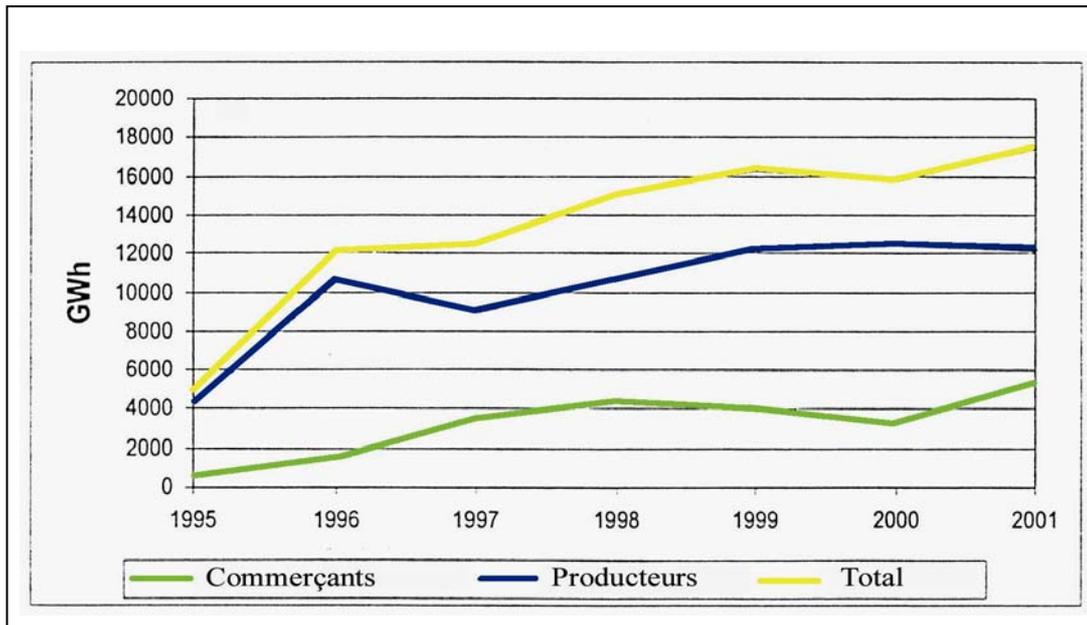
Source : ISA, 2003,p31.

### 1.7.1.1 Les transactions dans le marché de court terme

Avec l'ouverture de la bourse électrique colombienne en 1995, on constate, d'une part, que les achats d'énergie des producteurs ont majoritairement été réalisés sur le marché de court terme et, d'autre part, que les fournisseurs se sont approvisionnés sur le marché de long terme.

En effet, en comparant les achats et les ventes des agents sur la bourse, force est de constater que les producteurs ont largement utilisé ce marché (Voir le graphique n°4.17). En revanche, les commerçants n'ont pratiquement pas utilisé la bourse pour leurs achats d'électricité.

**Graphique n°4.17 : Achats d'énergie sur la bourse par les producteurs et commerçants**



Source : UMPE, 2003, p13.

Ce comportement des agents s'explique par une forte aversion au risque. Les commerçants se protègent contre la volatilité des prix de la bourse en achetant sur le marché de long terme. Les producteurs achètent l'énergie manquante sur le marché de court terme, notamment durant les périodes de sécheresse (UPME, 2003). Cette situation interroge sur la question du stockage de l'énergie hydraulique et sur l'évolution des prix.

### **1.7.1.2 L'évolution des prix et la capacité d'offre du barrage**

Etant donnée l'importance de l'énergie hydraulique, les prix de l'énergie dépendent de la valeur de l'eau, c'est-à-dire de la valeur de la capacité d'offre du barrage<sup>22</sup>.

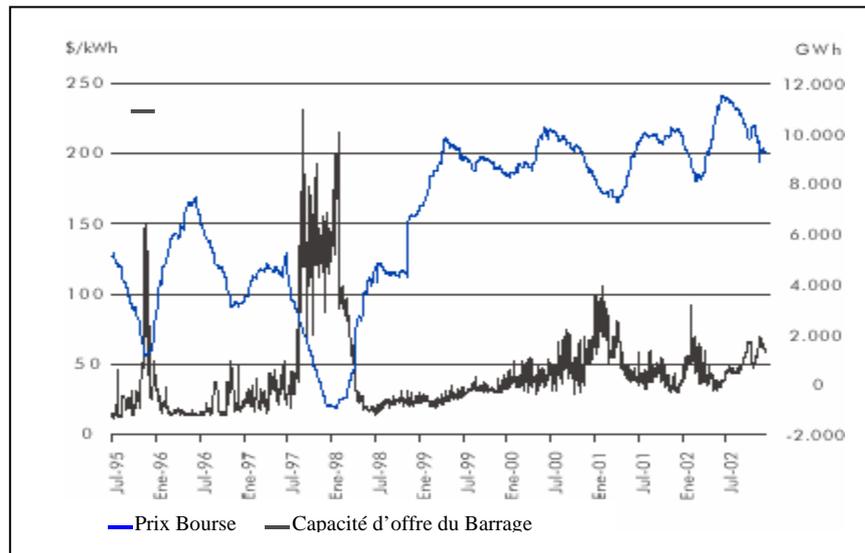
Selon ce mécanisme, le régulateur fixe le « niveau minimal opérationnel », afin de restreindre la capacité de maîtrise du réservoir au-dessus de ce niveau.

Les prix de la bourse sont très fluctuants et opposés par rapport à la capacité d'offre du barrage comme le montre le graphique n°4.18. Entre juillet 1995 et janvier 1996, c'est-à-dire au début de la mise en place de la bourse et de l'action des agents, les prix ont connu une forte augmentation principalement à cause de la sécheresse (Août et décembre 1995).

<sup>22</sup> Pour chaque réservoir il existe deux niveaux minimaux opérationnels (inférieur et supérieur), déterminés par le régulateur selon l'hypothèse que les producteurs peuvent toujours surproduire et conduire à des rationnements en période de sécheresse. ISA, 2000, p65.

En revanche, entre janvier et août 1996, les prix de la bourse sont bas du fait de l'abondance hydrologique, ce qui se vérifie à travers l'augmentation de la capacité d'offre du barrage.

**Graphique n°4.18 : Prix de l'énergie de la bourse et capacité d'offre du barrage**



Source : ISA, 2003, p32.

Entre septembre 1997 et mars 1998, une forte volatilité des prix fut observée. Désormais, le barrage opérationnel n'est plus le facteur déterminant dans la formation des prix. Vers la fin de cette période, qui a été d'ailleurs considérée comme la plus fortement frappée par le courant du Niño durant le 20<sup>ème</sup> siècle, la capacité d'offre du barrage a augmenté soudainement et les prix ont subi une chute sans précédent.

Certes, dans quelques pays andins d'Amérique Latine, hautement dépendants de l'hydroélectricité, des recherches sur le courant du Niño ont été lancées pour comprendre son comportement et pour faire des projections. Cependant, la plupart de ces recherches n'ont pas abouti. Cette faible capacité de prévision hydrologique a en l'occurrence conduit à une faible capacité de prévision quant à l'évolution des prix de la bourse (ISA, 2000).

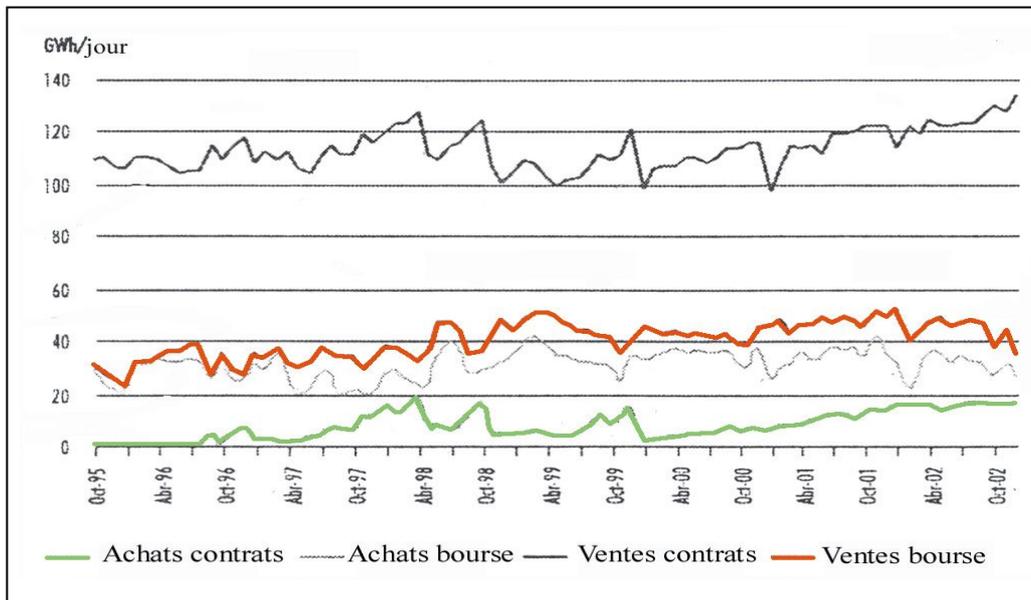
La capacité d'offre du barrage, la disponibilité des ressources en gaz et en charbon et les limitations du réseau de transport à cause des actions de sabotage, ont été les facteurs majeurs de la fixation des prix de la bourse ces dernières années. L'UPME (2003) souligne qu'entre août et décembre 2000 par exemple, des augmentations importantes se sont produites dans la bourse, à cause des élévations des prix d'offre de l'énergie thermique.

### 1.7.1.3 Le marché de long terme

L'ensemble des transactions de la bourse et des contrats dépasse largement la demande commerciale (graphique n°4.15). Dans le graphique n°4.16, une double dynamique ressort. D'une part, les agents ont tendance à diminuer leur participation dans la bourse puisque les prix montent et, d'autre part, une tendance décroissante de transactions par contrats se produit en particulier à partir de l'année 2000 (ISA, 2003).

Par ailleurs, on constate une forte aversion des agents par rapport au risque de volatilité. Cette situation est observable à partir de l'évolution de la demande commerciale par rapport à la participation à la bourse et le marché par contrats (Graphiques n°4.19 et 4.20).

**Graphique n°4.19 : Transactions sur la bourse et par contrats des producteurs**



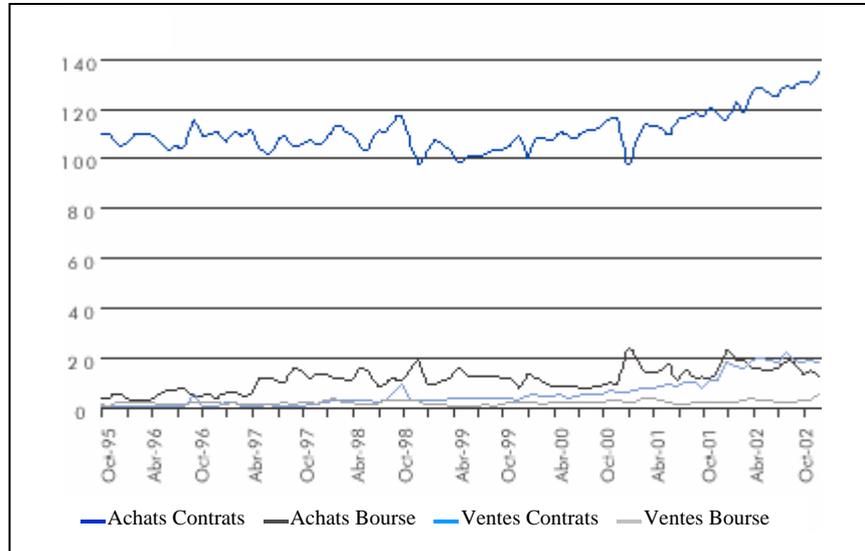
Source : ISA, 2003, p32.

Durant les deux dernières années, les commerçants ont eu tendance à augmenter leurs transactions (graphique n°4.20). L'augmentation de la demande nationale et le risque né sur marché de court terme, toujours dépendant du courant du Niño, semblent être les facteurs explicatifs du comportement des agents.

En revanche, le graphique n°4.19 souligne que les producteurs ont tendance à diminuer l'usage des contrats en tant que mécanisme réducteur du risque, dans la mesure où ils comptent sur les centrales pour garantir leurs transactions. Ceci explique le recours à la bourse, plutôt qu'aux contrats. Néanmoins (en référence au graphique n°4.19), notamment

dans les deux dernières années, il y a eu une petite augmentation de transactions de la part des producteurs, tant sur la vente que sur l'achat de l'électricité.

**Graphique n°4.20 : Transactions sur la bourse et par contrats des commençants**



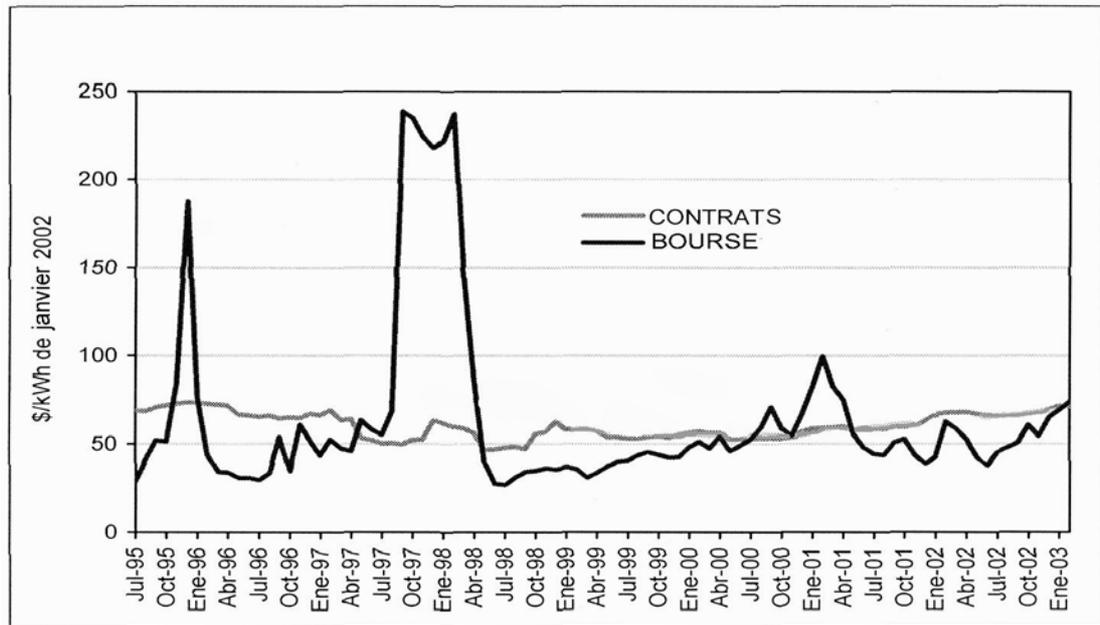
Source : ISA, 2003, p32

### 1.7.2 L'évolution des prix de la bourse et des contrats

Pendant la période des deux crises de 1995 et 1997, les prix des contrats accordés, au début de la déréglementation en 1995, sont les plus bas, alors que ceux de 1997, sont les plus hauts. En dehors de cette période, on observe entre 1999 et 2002, une tendance croissante des prix contractuels. Cette tendance s'est accentué durant l'année 2002.

Tout au long de l'année 2002, les prix moyens mensuels des contrats sont supérieurs au prix moyen de la bourse et, ils présentaient une tendance croissante sur la période (graphique n°4.21). De manière générale, le graphique n°4.21 met en évidence, d'une part, les fortes variations du prix de la bourse par rapport à celles des contrats et, d'autre part, la tendance annuelle à la hausse des prix de contrats (ISA, 2003).

*Graphique n°4.21: Evolution des prix de la bourse et des contrats*



Source : UPME, 2003.

### 1.7.3 Les tarifs aux clients régulés

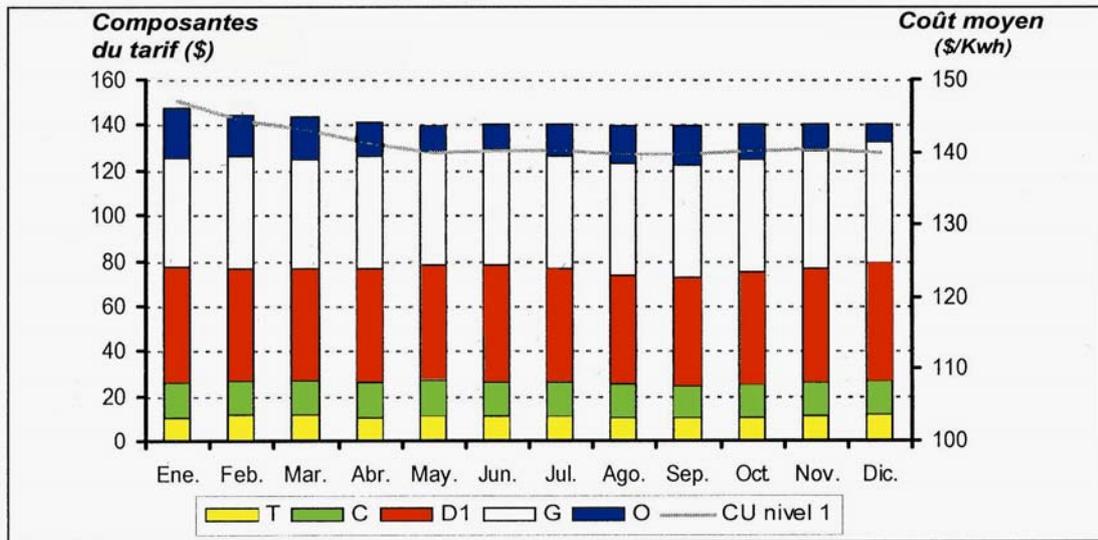
La majeure partie des coûts de l'énergie délivrée aux consommateurs captifs correspond à la distribution et à la production, alors que les coûts du transport et de la commercialisation constituent une partie marginale.

Les tarifs moyens aux clients régulés, permettant de désagréger les coûts de production, de transport, de distribution et de commercialisation au pesos en 2001, nous pouvons le constater dans le graphique n°4.22 au dessous<sup>23</sup>.

En prenant en compte les charges mensuelles approuvées par le régulateur pour chacune des firmes de commercialisation-distribution, on peut constater que durant l'année 2001, les composantes du tarif correspondant au transport et à la distribution présentent des variations de 8% et 2%. L'ensemble de la distribution et de la production représente environ 80%.

<sup>23</sup> Pour le calcul mensuel, il a été estimé une consommation et une facturation moyennes et uniformes tout au long de l'année. Le coût moyen mensuel en pesos/KWH a été mis en référence jusqu'en décembre 2001, avec son correspondant indice de prix mensuel. UPME, 2003, p46.

**Graphique n°4.22 : Valeur moyenne annuelle des composantes de la formule tarifaire**



Source : UMPE, 2003, p47.

## 1.8 Conclusions de la section 1

La déréglementation colombienne des années 1990 a été ralentie. Elle a presque stagné pendant les dernières années, à cause du mauvais contexte économique du pays et des perturbations sur l'ordre public. Certes, pour sa modernisation, l'industrie électrique colombienne requiert une amélioration générale de la situation économique, sociale et politique, mais aussi des changements radicaux dans le processus de déréglementation, notamment en ce qui concerne la distribution.

La concurrence s'est bien développée sur le marché libre entre les grandes entreprises. Les gros consommateurs ont été les premiers bénéficiaires, car cette concurrence leur a permis de profiter de la réduction des prix du marché de gros.

Le maintien de l'intégration verticale de l'industrie et le pouvoir de marché de certains agents ont nuit à la concurrence dans la production. En outre, ceci a durci la réglementation et le contrôle afin d'éviter les abus de pouvoir du monopole.

La concurrence sur le marché s'est développée dans un contexte de diminution continue du rythme de croissance de la demande. Ceci a exercé une pression sur la réduction des prix. Trois facteurs sont associés à une telle diminution : le ralentissement de l'économie, l'augmentation de l'offre du gaz et la faible élasticité de la demande d'énergie.

L'intensité et la portée du courant du Niño ont eu une grande influence sur le marché spot à cause de la forte dépendance à l'égard de l'hydraulique. Ainsi, en 1997, l'abondance

hydrologique s'est accompagnée d'une baisse des prix, alors qu'en cas de sécheresse, la tendance est à la volatilité des prix.

La volatilité des prix sur la bourse est associée à deux facteurs : l'excessive dépendance du système à la production hydroélectrique et la faible capacité de stockage des barrages.

La bourse d'énergie a été un scénario de transactions commerciales presque exclusif des producteurs. Les fournisseurs, pour leur part, ont graduellement établi des rapports avec la bourse. Pourtant, leur participation reste très limitée.

Deux grands problèmes ont mis en péril la participation du capital privé et affectent le MEM : la croissance des recettes non recouvrées des firmes de distribution et, le manque de réglementation des mécanismes garantissant le paiement des transactions réalisées sur la bourse.

Pendant la période des deux crises de 1995 et 1997, les prix des contrats accordés, au début de la déréglementation en 1995, sont les plus bas, alors que ceux de 1997, sont les plus hauts. En dehors de cette période, on observe entre 1999 et 2002, une tendance croissante des prix contractuels. Cette tendance s'est accentuée durant l'année 2002.

## **Section 2 Le Brésil : Une privatisation de grande ampleur**

Le Brésil, l'un des pays les plus grands du monde par l'étendue de sa surface<sup>24</sup>, est considéré par Castelar (1999) comme celui qui a engendré la privatisation la plus importante du monde par l'ampleur de ses recettes financières.

### **2.1 Repères historiques du développement de l'électricité**

Constitué en tant que république au début du 19<sup>ème</sup> siècle, le Brésil se caractérisait par son économie basée sur la production agricole latifundiste. Tout au long du 19<sup>ème</sup> siècle, le Royaume Uni fut le majeur investisseur au Brésil, notamment en ce qui concerne le réseau ferroviaire et les plantations de sucre<sup>25</sup>. A cette époque, la réglementation par taux de rendement, celui-ci fixé à des niveaux de 6 ou 7% pour une période de 30 ans, a été utilisée par le gouvernement pour attirer les capitaux étrangers.

A partir des premières inventions de l'électricité dans les années 1880, l'industrie électrique commença à se développer<sup>26</sup>. Les propriétaires fonciers exploitaient alors les mines et les chutes d'eau dans leurs territoires. Il n'est pas surprenant donc que les installations de petites centrales locales aient proliféré, limitées aux nécessités des latifundia, mines et petites industries. Il n'est pas surprenant non plus que les plus grandes installations se soient localisées dans les grandes villes, comme Sao Paulo et Rio de Janeiro (Ferreira, 1999).

#### **2.1.1 Les origines de l'industrie électrique au Brésil**

L'industrie électrique brésilienne s'est développée très tôt. La première installation date de 1883 avec la centrale thermique Campos. En 1889<sup>27</sup>, une autre centrale hydroélectrique de 375 KW à Marmelos fut installée. Elle exploite les eaux de la rivière Paraíba aux alentours de Juiz de Fora (Azevedo, 2000). C'est l'origine de la première de trois étapes qui se sont succédé en Amérique Latine, au cours de laquelle l'industrie s'est développée sous l'initiative

---

<sup>24</sup> Le Brésil a un territoire de 15,5 fois celui de la France, avec une population d'environ 180 millions d'habitants.

<sup>25</sup> 78% du total des investissements provenaient de l'Angleterre. Après les trois premières décennies du 20<sup>ème</sup> siècle, celles-ci sont descendues à 50%. Même après la deuxième guerre mondiale, l'Angleterre restait le plus grand investisseur étranger au Brésil. Baer, 1998, p505.

<sup>26</sup> En 1881, le gouvernement brésilien octroya à Thomas Alva Edison le droit d'introduire ses inventions afin d'implanter l'électricité sur le pays. Centro de memoria de eletricidade no Brasil, 2003, Memoria da Eletricidade, Rio de Janeiro.

<sup>27</sup> Voir l'annexe n°4.2.1 sur l'histoire de l'électricité au Brésil.

privée. Cette étape est marquée par une étroite relation technique et financière avec les entreprises étrangères.

Sur ce point, il est intéressant de noter deux axes de développement. D'une part, une structure dans laquelle prédomine un grand nombre de petites entreprises à caractère local, contrôlées par des groupes privés et des unités auto-productrices appartenant tantôt à des propriétés latifundiaires tantôt à des établissements industriels. "Il en résulte des structures intégrées verticalement même si les installations de production et de distribution sont fortement dispersées"<sup>28</sup>.

D'autre part, des structures centralisées ont été réalisées par des groupes étrangers dont l'objectif était de s'installer dans des grandes villes comme Sao Paulo et Rio de Janeiro, notamment le canadien Light et le nord-américain American Foreign Power Company (AMFORP). Ainsi, à partir de 1899, le groupe Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd<sup>29</sup>. avait réussi à monopoliser les services d'éclairage public, de fourniture de gaz, de transports publics et de téléphone dans les deux centres urbains les plus importants du pays (Pinto, 1993).

AMFORP, filiale du groupe américain Electric and Bound Company (EBASCO), s'installe au Brésil à partir des années 1920. Ainsi, à cette époque, Light et AMFORP dominaient largement le marché électrique au Brésil, avec respectivement 43% et 22% de la production du marché.

Selon Baer (1998), vers 1920, les deux monopoles dominant dans les grandes villes de Sao Paulo et Rio de Janeiro, alors que les autres villes sont fournies par 343 firmes opérant sur la base de concessions municipales. Cependant, durant les années 1920, les deux monopoles mettent en œuvre une stratégie de pénétration à l'intérieur du pays, en achetant les petites entreprises locales et en introduisant graduellement des voltages uniformes dans les réseaux de transmission. Ainsi, vers 1930, la plupart de l'industrie est entre les mains de ces deux monopoles.

Certes, le gouvernement brésilien en 1904, par le décret 5407, établit une réglementation où il détermine les conditions des contrats de concession hydroélectrique, comme la durée (90

---

<sup>28</sup> Pinto, 1993, p28.

<sup>29</sup> L'entreprise Sao Paulo Tramway, Light and Power Company Limited a été créée au Canada pour exploiter les services de production et de distribution d'électricité ainsi que les transports actionnés par traction électrique. Quelques années plus tard, en 1905, Light installe à Rio de Janeiro, la Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Limited. Une troisième compagnie, la Sao Paulo Electric Company Limited, est créée en 1910. Finalement, en 1912, le groupe Light crée la Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd. holding des trois entreprises auparavant implantées. Dias, 1990, p5-21.

ans), les indemnités et la propriété de l'infrastructure à la fin de la concession ainsi que et la révision des tarifs tous les cinq ans. Mais, la concession dont bénéficie Light définit des conditions favorables, comme la fréquence des révisions des tarifs et surtout la « clause d'or ». Celle-ci permet à la firme de réaliser des ajustements automatiques de tarifs lors des dévaluations monétaires. Les tarifs qui en résultent ont toujours été à l'origine de protestations des secteurs sociaux affectés (Baer, 1998).

Cependant, jusqu'à la deuxième Guerre mondiale, les conditions technologiques, la taille du marché, les difficultés financières (du fait, notamment des forts besoins de capital du système hydroélectrique et des énormes distances des réseaux du transport), ajoutés à la particularité d'un pays à géographie continentale, empêchaient le développement d'une industrie à caractère national qui pourrait profiter de l'énorme potentiel hydrologique brésilien<sup>30</sup>. Ces facteurs nationaux, combinés à la situation internationale, ont conduit au changement du régime de propriété et à la nationalisation du secteur électrique.

### **2.1.2 La deuxième étape : la présence de l'Etat dans l'industrie brésilienne**

La période d'entre-deux-guerres fut fructueuse pour le secteur électrique aux Etats-Unis et en Europe, car les innovations technologiques dans la production et le transport en haute tension s'ajoutent à la grande disponibilité de capitaux d'investissement<sup>31</sup>. Ces conditions ont permis la construction de réseaux de transport de très haute tension au niveau national pour la première fois dans l'histoire.

En revanche, en général pour toute l'Amérique Latine et en particulier dans le cas du Brésil, pendant l'entre-deux-guerres il se produit un processus opposé, plutôt de retard, avec une détérioration critique des systèmes électriques, à l'époque des monopoles privés étrangers.

#### **2.1.2.1 L'émergence de l'Etat dans le secteur électrique brésilien**

La situation de crise pendant l'entre-deux-guerres constitue le contexte dans lequel s'est produit un changement radical concernant la propriété de l'infrastructure de l'industrie : du secteur privé vers le secteur public, après la deuxième guerre mondiale. Quatre facteurs clairement identifiables vont dans ce sens (Pinto, 1993) :

---

<sup>30</sup> Le potentiel hydrologique exploitable du Brésil est de l'ordre de 260.000 MW, dont 160.000 sont déjà identifiés. De ces derniers, il n'y a que 36% en condition d'exploitation. Ferreira, 1999, p19.

<sup>31</sup> Contrairement à ce qu'on pense, la période d'entre-deux-guerres est marquée par la réalisation des grands investissements dans le secteur électrique en Europe. Debeir, 1986, p198.

- i) le développement technologique du secteur, qui empêchait jusqu'à là de produire et de transmettre l'électricité en grandes quantités et à longues distances<sup>32</sup> ;
- ii) l'impact de la réglementation sur la rentabilité des monopoles étrangers ;
- iii) des facteurs externes, comme la récession des années trente et la deuxième Guerre mondiale et enfin ;
- iv) une prise de conscience du secteur public en ce qui concerne l'impact de l'électricité dans le développement économique.

En 1931, le gouvernement brésilien a pris une série de décisions pour changer drastiquement la réglementation du secteur électrique, en commençant par supprimer la réglementation de 1904, et avec elle la célèbre "clause d'or". Plus tard, en 1934, il est question de la mise en place du "Code des Eaux", devenu le cadre légal de référence utilisé par le gouvernement pour réglementer les activités de l'eau et de l'électricité.

Ce code institue des mécanismes pour le contrôle des firmes et des tarifs, ces derniers sont fixés en tenant compte de plusieurs éléments comme les coûts, la dépréciation de capital et un taux "raisonnable" de rendement (10%) sur les investissements. Or, bien que les tarifs aient été théoriquement basés sur les coûts, ce sont en pratique les pressions politiques qui jouent un rôle encore déterminant dans la définition des tarifs (Baer, 1998).

Durant les années 1930, le Brésil expérimente un déclin des investissements et, par voie de conséquence, des pénuries d'électricité. Ainsi, l'exemple du Code des Eaux montre que les réglementations des années trente au Brésil, ont plutôt freiné la mise en œuvre de nouveaux investissements pour l'expansion des réseaux. En même temps, ce code marque le début de la participation croissante de l'Etat brésilien dans le service public d'électricité. Les concessions d'exploitation des chutes d'eau, auparavant accordées aux monopoles étrangers, ne peuvent être accordées qu'à des entreprises brésiliennes ou étrangères déjà installées au Brésil<sup>33</sup>.

Au cours des années 1930, les pressions pour la mise en place de programmes d'électrification et d'expansion des réseaux aux régions les plus éloignées des centres urbains deviennent de plus en plus importantes. Etant donné que les économies d'échelle dans la distribution d'électricité sont directement liées à la densité des clients et à la rentabilité des

---

<sup>32</sup> Rappelons que la construction de lignes à haute tension n'est devenue possible qu'à partir des années 1930, avec les innovations sur les disjoncteurs, sectionneurs et transformateurs à très haute tension. A Paris, lors de l'exposition de 1937, la nouveauté est un disjoncteur de 500 KV.

<sup>33</sup> La nouvelle Constitution, qui entre en vigueur en 1937, élargit encore le cadre des restrictions aux entreprises étrangères. Désormais, les concessions ne peuvent être accordées qu'à des entreprises brésiliennes et interdisent l'exploitation des chutes d'eau, même aux entreprises étrangères déjà implantées dans le pays. Pinto, 1993, p31.

investissements, les monopoles étrangers ne sont guère intéressés par ces programmes. Dès lors, cette réticence renforce la tendance interventionniste de l'Etat.

Cette absence d'investissements de la part des compagnies étrangères constitue un risque de blocage des programmes et des politiques de développement industriel, un "goulot d'étranglement" à cette stratégie de croissance très répandue en Amérique Latine et connue sous le nom de "substitution d'importations". Pendant les années 1950, avec le soutien de la Banque Mondiale, l'intervention de l'Etat dans le secteur électrique par le biais de la création des entreprises publiques est la seule solution envisageable aux entraves à l'expansion des réseaux électriques<sup>34</sup>.

Par ailleurs, dans l'après Guerre, le Brésil se lance dans un processus d'industrialisation où le rôle du secteur électrique devient déterminant pour la mutation d'une économie agricole, tournée désormais vers une agriculture et une production industrialisées. Cette stratégie entraîne la mise en place, à un rythme accéléré, des infrastructures tels que les transports et une véritable industrie électrique à caractère national.

Les progrès technologiques et la disponibilité des capitaux étrangers, notamment nord-américains et anglais, vont constituer plus tard les deux leviers les plus importants par les transformations du secteur électrique, devenu nationalisé.

### **2.1.2.2 L'évolution du secteur après la deuxième Guerre mondiale**

Dans la première moitié des années 1940, la mission Cook, chargée de mettre en œuvre un plan pour mobiliser les ressources et faire face à la guerre au Brésil, avait mis l'accent sur la gravité de l'état du secteur électrique devenu un véritable « goulet d'étranglement » pour le développement du pays. Etait recommandé, entre autres, la réalisation de l'interconnexion des différents systèmes de puissance. Ces recommandations ont encouragé la configuration du Plan National d'Electrification en 1946, soulignant toujours la nécessité d'interconnecter les différentes régions du pays.

La croissance de l'intervention de l'Etat dans l'électricité se réalise graduellement. On peut constater un double processus : il s'agit de l'intervention croissante de l'Etat et de réduction du secteur privé. Comme le montre le tableau n°4.7, la participation du secteur privé dans la capacité installée se réduit de 82,4% en 1952 à 55,2% en 1962 et 33,6% en 1965.

---

<sup>34</sup> Selon Perroux (1948), dans un contexte de risques et d'incertitudes élevés, les allocations de ressources incompatibles avec la rentabilité procurée par les capitaux privés peuvent être déployées par les entreprises publiques, constituant ainsi un vecteur de changements structurels.

Dès 1945, dans les Etats de Rio Grands do Sul et de Sao Paulo, les concessions municipales sont transférées à l'Etat. Dans le Nord-Ouest du pays par exemple, le gouvernement fonde la Companhia Hidroeletrica São Francisco (CHESF). En 1950, avec la stratégie de « substitution d'importations », le gouvernement réalise des grands investissements dans la production et le transport d'électricité pour encourager la croissance urbaine et industrielle du pays (cf. tableau n°4.6). Il est convenu alors que la distribution doit être octroyée au secteur privé.

Année	Capacité installée MW
1925	507
1930	779
1935	850
1940	1244
1945	1342
1952	1985
1955	3148
1960	4800
1965	7411
1970	11233
1980	31147
1996	55130

Source : Baer, 1998, p509.

Année	Public		Privé	
	Puissance MW	Taux %	Puissance MW	Taux %
1952	135,6	6,8	1635,5	82,4
1955	538,5	17,1	2248,4	71,4
1958	824,5	20,6	2742,8	68,7
1960	1098,9	22,9	3182,2	66,3
1962	1791,9	31,3	3161,4	55,2
1965	4048,0	54,6	2486,2	33,6

En 1953, le Fond Fédéral d'Investissements (FFI) est constitué. Son financement provient des impôts à la consommation d'énergie et de la nouvelle Banque Nationale pour le Développement (BNDES). Plus tard, en 1962, toute la coordination de l'industrie électrique étatique est confiée à l'entreprise publique Eletrobras.

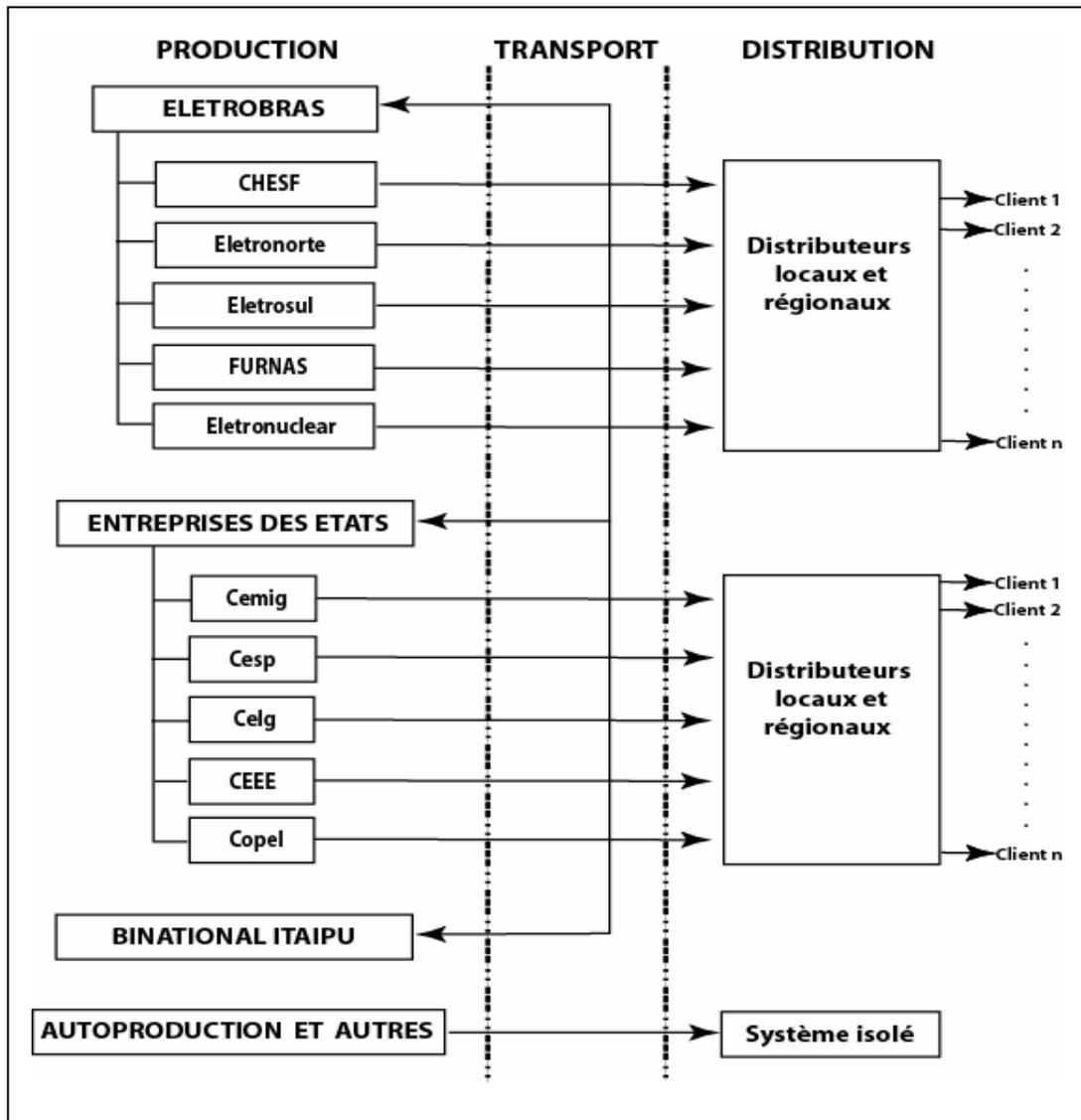
A partir des années 1950 et pendant quinze ans, les entreprises publiques et étrangères partagent le marché brésilien, la nationalisation n'intervenant que quelques années plus tard. Durant cette phase, vont se constituer les monopoles publics d'électricité, notamment sur la base d'Eletrobras, dans une structure intégrée verticalement qui agit comme une entreprise holding, chargée de la planification ainsi que de la coordination technique et financière de l'ensemble de l'industrie électrique brésilienne.

### **2.1.2.3 La structure du secteur**

Après la deuxième Guerre mondiale, l'industrie électrique, dirigée par l'Etat, adopte une structure verticale propre à un monopole naturel, avec pour objectif l'expansion du secteur

jusqu'à atteindre l'envergure d'un réseau national. L'industrie électrique se révèle alors comme étant une industrie capable d'engendrer d'importants atouts de productivité, ensuite distribués dans la société<sup>35</sup>.

*Graphique n°4.23 : Structure institutionnelle basée sur le monopole d'Etat*



Pendant trois décennies (1960-1990), l'industrie électrique brésilienne évolue dans une trajectoire vertueuse avec des coûts réels décroissants et une nette amélioration de la qualité des services. Les performances permettant la réalisation d'une coordination centralisée, autant pour l'expansion que pour l'opération du système, délivrant ainsi un service accessible aux quartiers défavorisés des grandes villes, avec des tarifs réels décroissants. Oliveira (1997)

<sup>35</sup> Selon Rosemberg (1982), l'industrie électrique au 20<sup>ème</sup> siècle, est une activité réalisant des profits majeurs.

souligne cet aspect du « cercle vertueux » ayant autorisé la réduction des tarifs et l'amélioration du service électrique.

La base de l'industrie électrique brésilienne repose alors sur le monopole (holding) Eletrobras (Graphique n°4.23). Quatre entreprises régionales de transport et de production appartiennent à ce monopole : Eletronorte, Eletrosul, Furnas et CHESF. Entre 1963 et 1993, sous la direction d'Eletrobras, la capacité installée passe de 6355 MW à 52.741 MW. Il faut remarquer que malgré les méthodes sophistiquées de planification d'Eletrobras, la plupart des investissements réalisés durant les années 1970 se concentrent sur la production, alors que les ressources pour la transmission et la distribution sont limitées. Ceci provoque plus tard de sérieux problèmes de déséquilibre sectoriel et régional.

Les deux grandes entreprises distributrices, Light à Rio de Janeiro et Escelsa en Espirito Santo, sont la propriété d'Eletrobras. Le reste des distributeurs, presque 60 entreprises étatiques et locales de distribution, est dans les mains des gouvernements de chaque Etat (où Eletrobras dispose d'une participation minoritaire), de certaines municipalités, et du secteur privé (Baer, 1998).

Concernant la distribution, il existe monopoles verticalement intégrés, dont la capacité installée est significative (32% du parc total brésilien en 1992). De grandes concentrations urbaines et industrielles dans leurs régions de desserte, poussent ces firmes à investir dans toute la chaîne afin de réduire le risque de défaillance. Ainsi, elles n'achètent aux quatre gros producteurs qu'une partie de l'énergie dont elles ont besoin (Pinto, 1993).

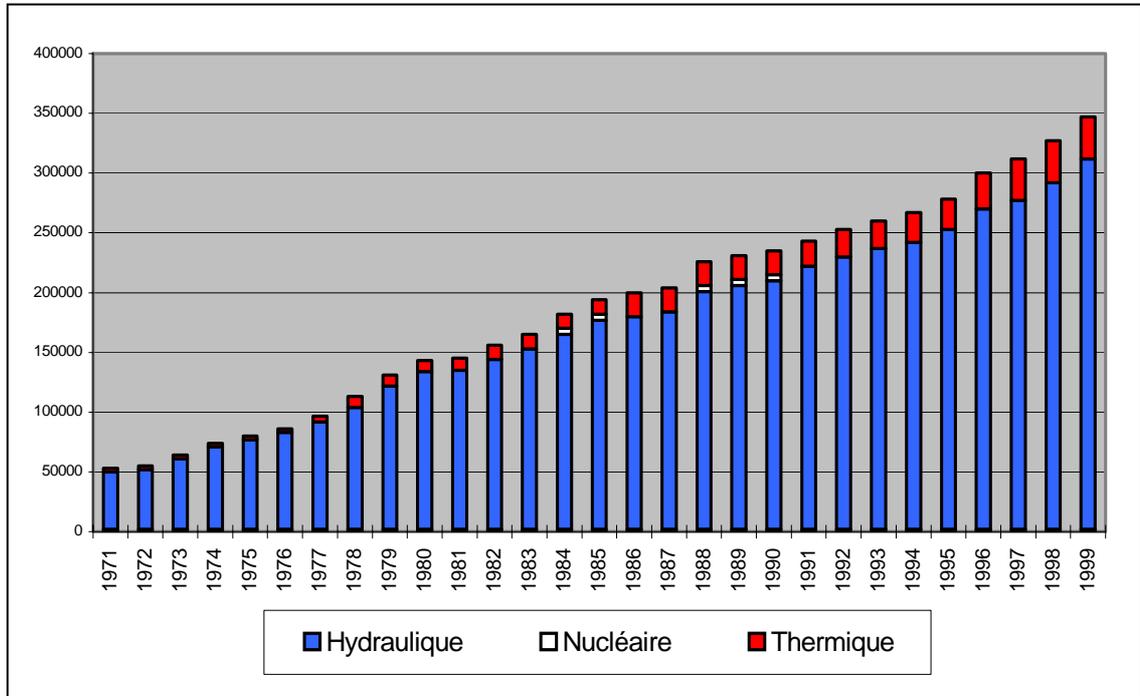
## **2.2 Caractéristiques de l'industrie électrique avant la déréglementation**

En 1970, la production hydroélectrique caractérisant depuis longtemps le système brésilien, représente 70% de la capacité installée totale. Cette part progresse jusqu'aux années 1990. Plusieurs facteurs ont entretenu un rythme de croissance aussi accéléré et accentué sur l'hydraulique. Parmi eux, on peut citer les taux élevés de croissance démographique et l'intensification de la concentration urbaine, la poursuite des programmes d'électrification et d'expansion des réseaux, le processus de substitution des produits pétroliers, le rythme de la croissance industrielle pendant les années 1970 et la concentration des industries grosses consommatrices d'énergie.

Après le développement mis en place, dans la deuxième moitié du 20<sup>ème</sup> siècle, le secteur électrique brésilien, le plus grand d'Amérique Latine, est devenu presque totalement dépendant de l'hydraulique. En 1998, la capacité installée est de 65.134 MW dont plus de

90% hydraulique (voir l'annexe n°4.2.2 où sont détaillées les centrales hydrauliques de plus de 100 MW). La production hydraulique, provenant des « centrales en cascade », est située sur trois grands fleuves : l'Amazone, le Paraná et le São Francisco, qui couvrent quelque huit bassins<sup>36</sup>.

**Graphique n°4.24 : Structure de la production électrique au Brésil**



Source : Pinto, 1993, p42 et DOE, 2002, p4. Energie en GWh.

Les réservoirs à régulation pluriannuelle incitent au choix d'une logique d'opération de long terme. Ils sont positionnés sur des sites éloignés des grands centres de consommation. Ceci tend à rendre le marché très dépendant des variations climatiques de certains bassins hydrographiques et des longues lignes de haute tension qui forment le réseau de transport (cf. graphique n°4.24).

Des outils sophistiqués d'opération ont été mis en place, en vue de parier aux perturbations relatives à la coordination et l'optimisation du système hydraulique brésilien<sup>37</sup>. Il s'agit, d'une part, des grandes différences pluviométriques saisonnières et régionales, provoquant de grandes différences des niveaux d'eau dans les réservoirs et, d'autre part, du

<sup>36</sup> Department of Energy (DOE), 2002, An Energy Overview of Brazil, Energy Information Administration, Washington, p10.

<sup>37</sup> Le plus grand problème de la production semble être l'excessive dépendance de l'hydraulique. Le système nécessite d'être approvisionné de capacité thermique, pour faire face notamment à la demande dans les heures de pointe. Brown, 2002, p2.

caractère multiple des réservoirs qui sont utilisés pour la production énergétique, la navigation et l'irrigation. (Brown, 2002).

A la fin de la « période étatique », le réseau national ne s'est pas trouvé totalement intégré, car les cinq réseaux n'étaient pas interconnectés (voir l'annexe n°4.2.3 mentionnant les cinq réseaux et l'annexe 4.2.5 sur les caractéristiques du secteur brésilien). Le premier réseau intègre les régions Sud et Sud-est du pays, c'est-à-dire celles qui accueillent les centres urbains les plus peuplés. Le deuxième est situé dans la région Nord-est du pays, traversée par des rivières formant une partie du bassin São Francisco. Le troisième réseau est davantage un ensemble de petits systèmes de distribution. Les réseaux du Sud et du Nord-est ont dû être interconnectés au début de la déréglementation, par une ligne de 500 KV, sur 1277 Km, dite « Interconnexion Nord-Sud », achevée en 1998 (DOE, 2002).

### **2.2.1 Les problèmes chroniques de la distribution**

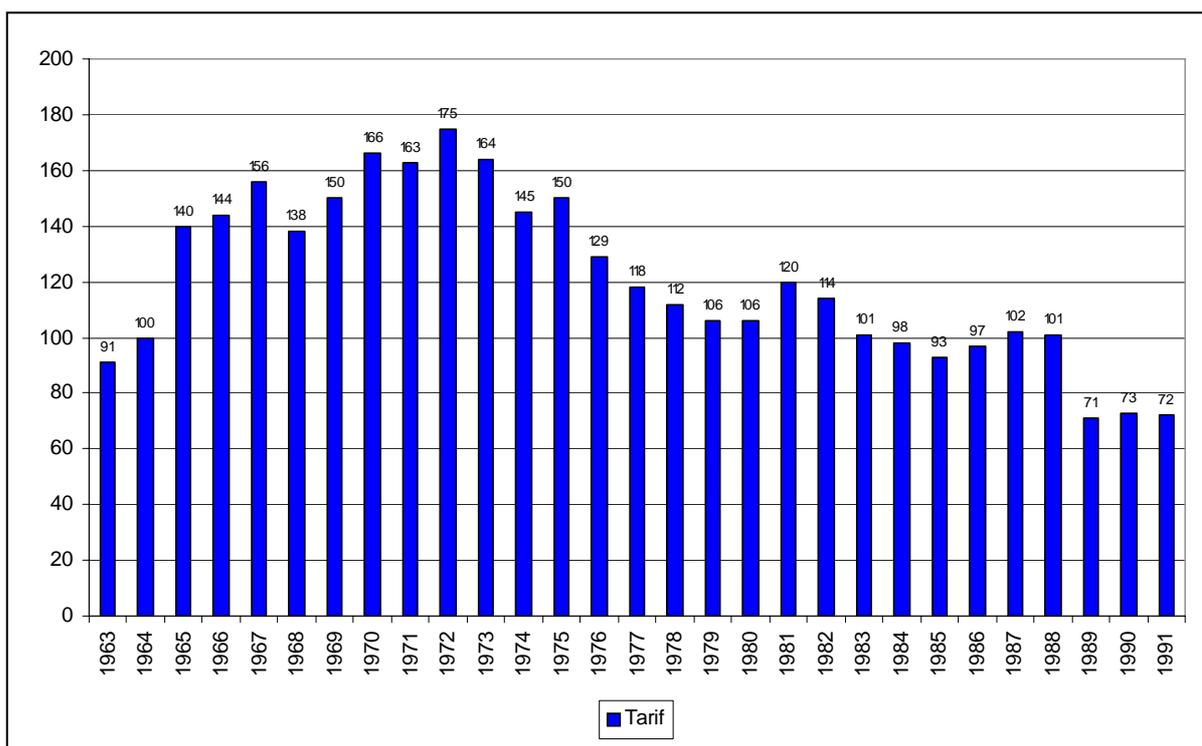
A l'exception de quelques entreprises de distribution, comme celle de Minas Gerais ou de Paraná, la distribution est victime des difficultés propres aux pays pauvres. Quatre problèmes peuvent être recensés : les hautes pertes techniques, le manque d'investissement sur l'entretien et le nouvel équipement, l'abus des pouvoirs politiques et les sureffectifs.

Les zones rurales du pays ont été desservies de manière inadéquate et inégale. Au Brésil, on retrouve des zones rurales dans les régions du Sud et Sud-est bien desservies (98% en Santa Catarina), alors que d'autres au Nord manquent presque totalement d'énergie électrique (0,8% en Pará). En général, les zones rurales brésiliennes ont un taux d'électrification variant entre 45% et 75% (Brown, 2002).

### **2.2.2 La question tarifaire**

Le Brésil a dû faire face à de graves problèmes d'inflation. Dans ces conditions, il n'est pas surprenant que le gouvernement ait utilisé les entreprises électriques comme un instrument de politique macroéconomique pour contrôler la flambée des prix. Cette politique de contrôle des tarifs en deçà de leur prix réel a, non seulement, empêché l'accumulation du capital des firmes, mais elle a entraîné des pertes obligeant le gouvernement à leur accorder des subventions. Ceci augmentait à la fois les dépenses et le déficit de l'Etat, parce que les moyens de financement du gouvernement entretenaient l'inflation (Baer, 1998).

**Graphique n°4.25 : Tarifs électriques au Brésil: tarif réel moyen (1964=100)**



Source : Baer, 1998, p512.

A la fin des années 1960, à l'époque des gouvernements militaires, les tarifs ont été fixés au-dessus des prix réels, afin de récupérer les pertes générées par les distorsions des anciens systèmes. Selon le graphique n°4.25 entre les années 1964 et 1969, les tarifs augmentent de 62,4% par an, alors que l'inflation annuelle est de 39%. Les années suivantes, jusqu'en 1973, les tarifs sont ajustés à des taux proches de l'inflation. Cette politique a permis au secteur électrique d'augmenter ses propres ressources de 34% en 1967 à 44% en 1973 (voir le tableau n°4.8 ci-dessous).

A partir de la fin des années 1960, le secteur, déjà dominé par l'Etat, dépend de manière croissante des emprunts auprès des banques étrangères. Les grands projets des centrales comme Itaipú, éloignées des centres de consommation et demandant de gros investissements sur le transport, renforcent cette dépendance ; même si les tarifs couvrent les coûts réels, ils ne peuvent pas fournir les fonds nécessaires pour financer de tels projets.

Durant la période postérieure au premier choc pétrolier de 1973, le gouvernement oblige les entreprises à suivre ses politiques macroéconomiques sans prendre en compte les besoins du secteur. Si bien qu'en 1974, la péréquation tarifaire est mise en place au niveau national. A

partir de 1975, les ajustements tarifaires se limitent à suivre le taux d'inflation, ce qui produit une réduction graduelle des tarifs en termes réels, tel que nous le montre le graphique n°4.25.

Un double constat s'impose, au regard du tableau n°4.8 : d'une part, les fonds produits à l'intérieur des entreprises et l'apport de l'Etat se réduisent graduellement, et par conséquent, il y a eu une réduction des investissements sur le secteur (cf. graphique n°4.26).

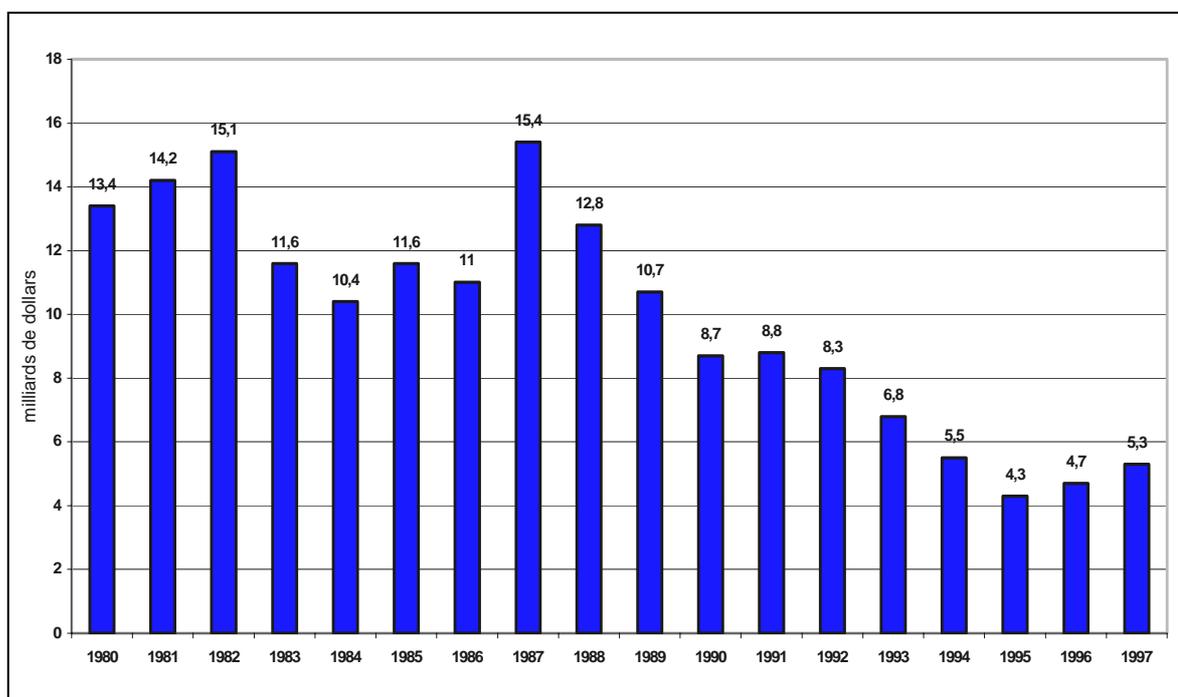
D'autre part, la croissance du secteur ne dépend alors que sur les financements provenant de l'extérieur (Baer, 1998).

<b>Tableau n°4.8 : Brésil: origines des ressources du secteur électrique</b>				
	<b>1967</b>	<b>1973</b>	<b>1979</b>	<b>1984</b>
Ressources internes	34,0	44,9	24,2	17,9
Emprunts obligataires	8,1	9,4	7,6	3,9
Ressources d'Etat	31,9	20,3	6,1	6,0
Emprunts intérieurs	13,0	6,6	30,1	9,4
Investissements étrangers	13,0	18,8	32,0	62,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Source : Baer, 1998, p512.

Ainsi, la situation pour les monopoles publics est devenue insoutenable, ce qui marque la fin de cette période et l'arrivée de la déréglementation de la fin du 20<sup>ème</sup> siècle.

**Graphique n°4.26 : Investissements du secteur vers la fin de la période étatique**



Source : Ferreira, 2000, p191.

## 2.3 Troisième étape : le nouveau cadre réglementaire brésilien

On peut dater la déréglementation au Brésil à l'année 1993, lorsqu'au milieu de la crise et sous une proposition d'Eletrobras, la loi 8631/93 dite « Loi Eliseu »<sup>38</sup> a été adoptée. Elle contient plusieurs objectifs (Esposito, 2000) :

- i) éliminer le régime tarifaire reposant sur les coûts de service, qui garantissait 10% de taux de rendement ;
- ii) promouvoir la récupération tarifaire de concessionnaires ;
- iii) éliminer les crédits accumulés du « Compte de Résultat à Compenser » (CRC)<sup>39</sup>, en prenant l'Etat fédéral la plupart du déficit des distributeurs étatiques ;
- iv) éliminer les subventions croisées régionales instaurées par la péréquation de 1985, ce qui avait aggravé la situation des distributeurs.

La «loi Eliseu» marque le début d'un processus graduel de changements réglementaires. Elle contient plusieurs objectifs, comme l'assainissement financier des distributeurs, l'élimination de la péréquation tarifaire et les tarifs unifiés. Elle offre de cette manière une grande liberté de gestion aux concessionnaires et surtout, elle crée de nouvelles institutions et entame la privatisation au Brésil (Azevedo, 2000).

### 2.3.1 Les nouvelles institutions et règles du secteur électrique

En 1993, le Système National de Transmission Electrique (SINTREL) a été créé. Son l'objectif est de matérialiser le principe de libre accès des tiers au réseau. Cette mesure assure à la fois le libre accès de tous les acteurs aux réseaux et, aux concessionnaires propriétaires des réseaux de faire partie du SINTREL (Conti, 1998).

En septembre 1993, par le décret 915, l'entrée de nouveaux investisseurs auto-producteurs est autorisée. L'objectif est non seulement de permettre aux auto-producteurs de s'approvisionner en énergie pour eux-mêmes, mais aussi de vendre leurs excédents aux concessionnaires.

Cependant, il faut attendre l'année 1995 pour constater des changements radicaux. Par la loi 8937, dite « loi de concessions », le système d'enchères pour la concession de services publics est établi. A cette loi, s'ajoute la loi 9074 qui établit certains critères d'importance

---

<sup>38</sup> Appelée ainsi en honneur de son promoteur, Eliseu Resende, ancien directeur de Petrobras. Azevedo, 2000, p16.

<sup>39</sup> Le Compte de Résultat à Compenser CRC fut un mécanisme mis en place pour subventionner les combustibles fossiles consommés par les entreprises de distribution.

pour le secteur, avec pour objectif de constituer un marché contestable dans le secteur électrique. Conti (1998) et Esposito (2000) retiennent cinq objectifs :

- i) l'introduction de la catégorie de producteur d'énergie indépendant (IPP) ;
- ii) l'accès au marché libre pour les gros consommateurs dont la charge est égale ou supérieure à 10 MW ;
- iii) définition de la transmission et de la distribution en tant que monopoles naturels ;
- iv) établissement de nouveaux principes pour les concessions <sup>40</sup>;
- v) les tarifs pour les nouvelles concessions doivent refléter la structure des coûts de chaque activité (séparation des tarifs de production et de transmission).

La privatisation débute en 1995, mais il n'est qu'en 1997 que le gouvernement propose un modèle définissant les nouvelles structures de marché. Ce modèle préalablement fabriqué par la firme britannique Coopers&Lybrand, a servi aussi pour la Colombie.

### **2.3.2 L'organisme régulateur**

Au Brésil, le gouvernement commence la privatisation des distributeurs dans un certain vide institutionnel. Bien que la déréglementation ait débuté en 1995, ce n'est qu'entre 1996 et 1998 que se créent les institutions de régulation ainsi que les véritables structures du marché.

En 1996, la loi No. 9427 crée l'Agence Nationale d'Énergie Électrique (ANEEL). Il s'agit de l'organisme régulateur dépendant du Ministère de Mines et de l'Énergie (MME)<sup>41</sup>. En fait, avec cette loi, il s'agit d'éliminer l'ancien régime de régulation et d'établir un nouveau système. Pour Esposito (2000), cette loi définit quelques préceptes de décentralisation réglementaire, donne des libertés aux concessionnaires et établit une indépendance à l'égard des politiques du gouvernement (cf. graphique n°27).

Constituée en tant qu'organe fédéral<sup>42</sup> autonome, l'ANEEL dispose d'un directoire indépendant composé de cinq membres accomplissant un mandat de quatre ans. Ferreira (2000) distingue cinq tâches attribuées à cet organe de régulation :

- i) élaborer les paramètres techniques permettant de garantir le service aux consommateurs ;

---

<sup>40</sup> Les concessions d'œuvres qui ont été déjà initiées furent éliminées et celles qui étaient en construction furent étendues.

<sup>41</sup> Cette loi, en même temps, a éliminé l'ancien Département National de l'Eau et de l'Énergie (DNAEE).

<sup>42</sup> En ce qui concerne la supervision des paramètres techniques des services, l'ANEEL peut partager sa responsabilité avec les régulateurs des États fédéraux par le biais des accords. Concernant les centrales thermiques à gaz, l'ANEEL doit opérer avec l'Agence Nationale du Pétrole (ANP), car c'est l'organisme responsable des concessions pour l'exploration et le transport du gaz naturel. Ferreira, 2000, p205.

- ii) appeler aux enchères pour l'attribution de nouvelles concessions ;
- iii) assurer le fonctionnement du Marché Grossiste d'énergie (MAE) ;
- iv) établir les critères pour la définition des coûts de transmission ;
- v) fixer, mettre en place et réviser les tarifs de distribution.

Brown (2002) considère que l'ANEEL n'a pas pu exercer ses fonctions avec l'indépendance nécessaire, principalement à trois niveaux : la politique de protection de la propriété privée, la délégation de fonctions aux autres organismes d'Etat et la maîtrise des crises.

Sur le troisième aspect, il est intéressant de noter que la crise de 2001 a entraîné la création d'un nouvel organisme. En effet, après la déréglementation de 1999, le Brésil a dû subir plusieurs crises. La notion de régulateur indépendant pour l'ANEEL a été mise en cause lorsque le gouvernement a créé la Chambre de Maîtrise de la Crise (CGC) pour qu'elle agisse au-dessus de l'ANEEL<sup>43</sup>.

Brown (2002) souligne qu'avec la crise, c'est la CGC, plutôt que l'ANEEL, qui ordonne les rationnements, en laissant à l'ANEEL, avec le MME et d'autres institutions régulatrices, le rôle de conseillers de la CGC. En agissant ainsi, ils modifient les fonctions de l'organisme régulateur.

Cependant, les critiques de l'ANEEL ne sont pas justifiables car la déréglementation ne fait pas partie de la tradition brésilienne. Par ailleurs, l'ANEEL a été confronté à de graves difficultés dans le processus comme, par exemple, la crise d'approvisionnement électrique de Light à Rio de Janeiro une semaine après sa création (Brown, 2002).

### **2.3.3 Les nouvelles institutions du marché brésilien**

Les conditions juridiques les plus importantes, concernant la formation de la structure du marché, vont se préciser en 1998 avec la loi 9648. Quelques points de cette loi méritent d'être soulignés :

- i) la restructuration du monopole Eletrobras et ses quatre subsidiaires (Furnas, Chesf, Eletrosul et Eletronorte) ;
- ii) la constitution du marché de gros, Mercado Atacadista de Energia (MAE) ;
- iii) la création de l'Opérateur National du System (ONS) ;

---

<sup>43</sup> Dans un certain sens on peut dire que le processus est devenu davantage politisé par rapport à la période précédant la privatisation. L'ANEEL pourtant a été conduite avec beaucoup de professionnalisme et de transparence par son personnel. Brown, 2002, p14.

- iv) l'établissement d'une période de transition entre les contrats du début et l'introduction de la libre négociation pour acheter et vendre de l'énergie ;
- v) l'établissement des échéances d'entretien et la suppression de la RGR.

L'établissement de la nouvelle structure du marché constitue l'aspect essentiel de cette loi (cf. graphique n°4.27). Mais, l'une des conditions les plus importantes fixées par cette loi est celle de l'introduction de la concurrence dans les activités où cela est possible, à savoir dans la production et la commercialisation. Dans ce but, il est précisé la séparation comptable des actifs des monopoles intégrés verticalement afin de promouvoir leur future dé-intégration.

Cependant, il est important de signaler que le rôle déterminant de la déréglementation au Brésil est défini par la BNDES. En effet, le programme complet est mis sous sa responsabilité par le président de la République. Le MME n'avait que la responsabilité de la coordination du secteur. Il s'agissait de mettre en œuvre les plans qui ont été déjà faits par les banquiers afin de leur donner une certaine logique électrique.

L'assignation de ce rôle aux banquiers est issue du président Cardoso qui considérait « qu'on devait équilibrer les objectifs du pays, en maximisant les procédures de vente, en optimisant le secteur et en parvenant à satisfaire les besoins sociaux »<sup>44</sup>. La BNDES a pris en charge le processus de privatisation entamé, rappelons-le, en 1995.

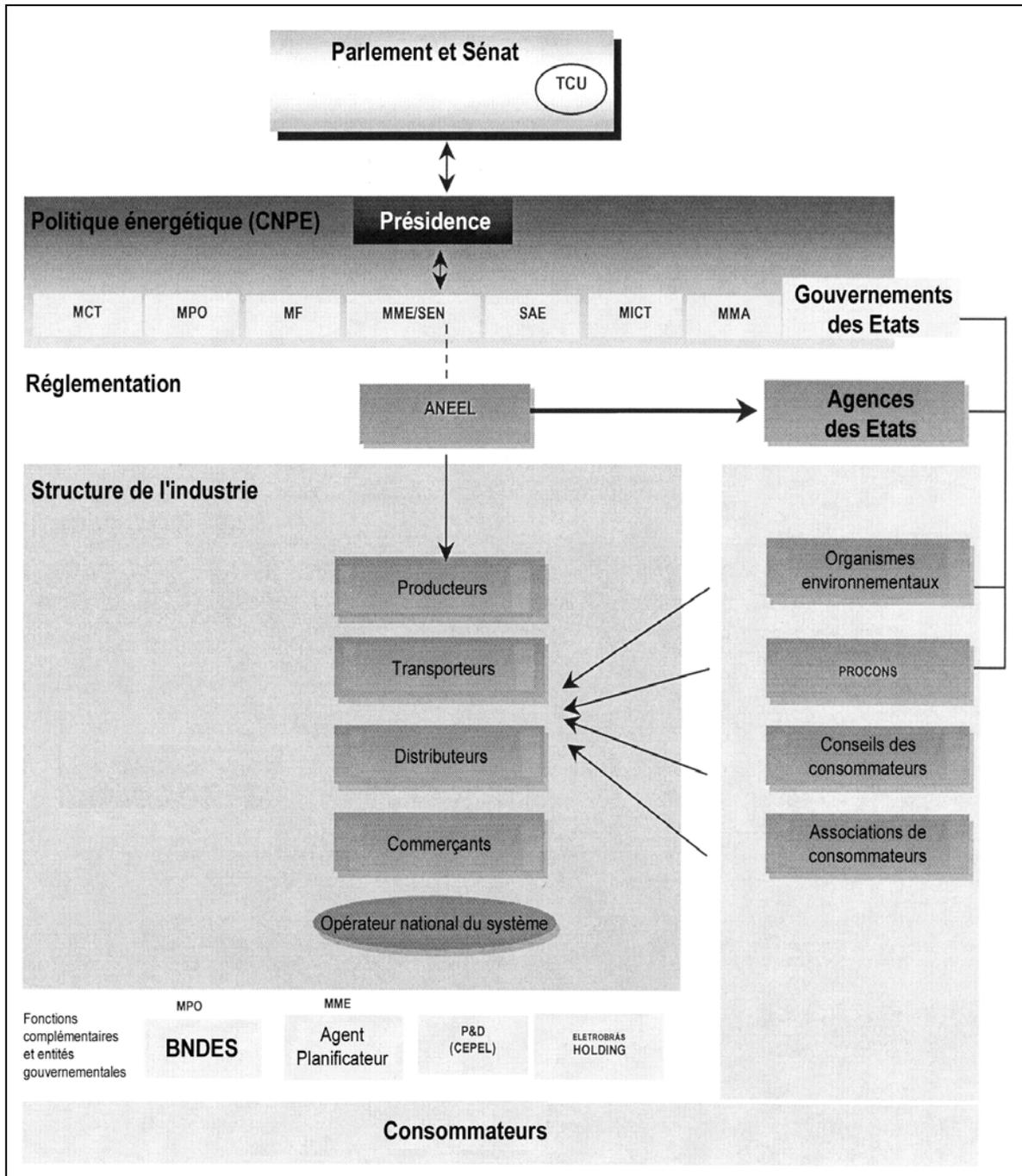
## **2.4 La plus grande privatisation**

Dans la première moitié des années 1990, le Brésil dispose de 62 firmes qui opéraient dans le secteur électrique. La plupart de ces entreprises appartiennent à l'Etat (capacité installée 59%) et aux Etats fédérés (36%), alors qu'une petite partie seulement est la propriété du secteur privé (4,7%). Dans la distribution, il existe environ 23 firmes privées qui commercialisent le 2% des ventes. Presque toutes les firmes étaient connectées au réseau national d'une longueur de 1.500 millions de Km appartenant totalement au gouvernement fédéral ou aux Etats (Baer, 1998).

---

<sup>44</sup> Brown, 2002, p6.

Graphique n°4.27 : Les nouvelles institutions du marché électrique brésilien



Source : CIER, 2000, Brésil, p7.

A l'opposé de ce qui s'est passé notamment en Angleterre, au Chili et en Argentine, où ont été établies tout d'abord de nouvelles règles, des structures du marché puis un mouvement de privatisation, le processus au Brésil n'a pas eu lieu de manière coordonnée. Ainsi, quelques entreprises ont été privatisées avant la réglementation (Escelsa, Light, Cerj), d'autres durant la

phase d'étude (entre 1996 et 1998) et enfin, d'autres sont en cours de privatisation au moment même où le modèle continue à se mettre en place (Gregorio, 2000).

### **2.4.1 La privatisation de la distribution**

En 1995, le gouvernement décide de laisser dans les mains de la BNDES la totalité du programme de déréglementation, les autres entités qui travaillent dans le secteur ne devant seulement que collaborer avec la BNDES<sup>45</sup>.

Dans ce contexte, la BNDES commence par privatiser la distribution, sans prendre en compte la nécessité de créer d'abord un cadre institutionnel et une réglementation qui puissent structurer l'ensemble du processus. Selon Brown (2002), parmi les différentes raisons d'une telle décision, on peut citer :

- i) les abus politiques fréquents sur les entreprises de distribution (moins fréquents sur les entreprises de production et transport) ;
- ii) l'existence de profits rapides dans la distribution ;
- iii) la facilité d'obtention des concessions de distribution ;
- iv) le besoin d'assainissement financier ne peut se réaliser que par la privatisation ;
- v) la nouvelle condition du distributeur qui en fait un bon acheteur d'énergie ;
- vi) la possibilité, dans un second temps, d'un financement privé de la transmission ;
- vii) selon Mendonça (1999), le gouvernement considérait que si les distributeurs n'amélioreraient pas leur santé financière par la privatisation, ils n'auraient pas non plus des investissements pour la production<sup>46</sup>.

La première privatisation a lieu le 11 juillet 1995, lorsqu'une des filiales d'Eletrobras, le distributeur Escelsa, appartenant à l'Etat d'Espirito Santo, est vendue. Puis, c'est au tour de plus de 16 firmes de distribution d'être vendues, représentant environ 55% de la distribution (l'annexe No.1 présente la privatisation des distributeurs jusqu'à fin 1998).

Selon Mendonça (1999), la privatisation des entreprises de distribution peut être considérée comme un succès du point de vue financier car, dans la plupart des enchères, le secteur privé a payé même de sommes supplémentaires par rapport à celles fixées par le

---

<sup>45</sup> En résumé, ce sont les banquiers et non les experts du secteur électrique qui initient et ont le dernier mot dans les décisions concernant les entreprises électriques, qu'elles soient publiques ou privées. Le ministère des Mines et de l'Energie n'est responsable que de la coordination du secteur. Brown, 2002, p6.

<sup>46</sup> Si ce n'était pas de cette manière, les investisseurs de nouveaux projets ou les acheteurs de centrales auraient demandé au gouvernement fédéral les garanties nécessaires pour couvrir le manque de paiement des distributeurs. Mendonça, 1999, p78.

gouvernement (jusqu'à 97% la plus élevée). Les recettes totales du secteur issues de la vente s'élèvent à 15.000 millions de dollars.

Entre 1995 et 1997, la privatisation brésilienne a attiré beaucoup de capitaux privés. Néanmoins, lorsque la crise des pays asiatiques se produit, l'atmosphère change et l'arrivée des capitaux devient plus aléatoire, sans pour autant compromettre le processus.

#### **2.4.2 La privatisation de la production**

Si la privatisation de la distribution réussit à attirer de nouveaux capitaux, la production n'a pas le même succès. En fait, la privatisation des monopoles appartenant à Eletrobras commence en septembre 1998, avec la dé-intégration d'Eletrosul en une firme de production dite Gerasul et une autre de transmission. Les trois compagnies fédérales (Chesf, Furnas et Eletronorte) ne participent pas à cette première vague de privatisations.

La privatisation de Gerasul est réalisée au moment où une crise économique du Brésil est attendue, similaire à celles survenues en Asie en 1997 et en Russie en 1998. Le gouvernement brésilien est ainsi parvenu à vendre Gerasul dans une période particulièrement difficile.

Cependant, avec la privatisation, il ne se produit pas un accroissement de la capacité installée. Cela provoque l'arrêt de l'expansion de la production, réduite à l'achèvement des projets commencés avant la privatisation.

Le gouvernement déploie plusieurs plans afin d'augmenter la production, mais la capacité ajoutée n'est pas suffisante. Sur un total de 19 nouvelles centrales proposées par l'ANEEL, totalisant 3.600 MW de capacité installée en 1998, seules 4 concessions sont octroyées avec 1.636 MW.

Par ailleurs, même si la fin des travaux du gazoduc Bolivie-Brésil, de 3000 Km en 1999, a favorisé l'installation de centrales à gaz, il n'entraîne pas l'installation de nouvelles centrales. De même, parmi les 11 unités de gaz proposées par le plan 1998/2007, seulement deux projets sont initiés avec succès, soit 1.080 MW sur les 4.650 MW offerts.

Mendonça (1999) signale deux facteurs pouvant expliquer ce constat d'échec : les prix de l'énergie produite sont au-dessous du minimum des coûts dans ce type de projets<sup>47</sup> et la difficulté pour obtenir des financements. Les taux d'intérêt élevés au Brésil (de l'ordre de 20% annuel) limitent les projets les plus attrayants.

---

<sup>47</sup> Le plan 1998/2007 conclut que les coûts marginaux pour ajouter de nouvelles centrales dans la période 1998-2007 est environ 45 US\$/MWh, ce qui est 50% supérieur aux prix de production actuels. Mendonça, 1999, p80.

De plus, les politiques économiques ne permettent pas d'avoir des taux de change indexés sur les PPAs, si bien que le risque d'une dévaluation est transféré aux investisseurs. Le résultat est l'existence de difficultés à l'entrée de capitaux étrangers pour l'investissement sur la production. Selon Mendonça (1999), cette politique constitue un risque de crise d'approvisionnement d'énergie, qu'il prévoyait pour l'année 2002 (comme la plupart des auteurs brésiliens), qui se produit finalement au cours de l'année 2001.

### **2.4.3 Une évaluation de la privatisation**

Actuellement, il existe encore une bonne partie du secteur électrique non privatisée (voir l'annexe n°4.2.4). Depuis 1995, 24 entreprises de distribution agrégées correspondant à 64% des ventes ont été privatisées. Parmi les plus importantes qui n'ont pas été privatisées, on peut mentionner celle de Minas Gerais<sup>48</sup>, Paraná, Rio Grande do Sul, Goiás (Brown, 2002).

En moyenne, les recettes s'élèvent à 45% au-dessus du prix acceptable, dans un processus où la BNDES a joué un rôle notable, non seulement en ce qui concerne la réalisation de la déréglementation, mais aussi le financement d'un quart des valeurs récupérées dans la privatisation.

## **2.5 L'organisation du marché électrique brésilien**

Les caractéristiques et la nature du système électrique brésilien en font un marché très particulier. La prédominance des ressources hydrauliques (jusqu'à 95%) est basée sur un système constitué de grandes centrales et de réservoirs. De plus, les centrales sont situées sur trois bassins hydrologiques et sont fortement dépendantes entre elles. Comme le flux hydraulique dépend du niveau pluviométrique annuel, les centrales thermiques opèrent de manière marginale dans les périodes de sécheresse<sup>49</sup>. Enfin, beaucoup de centrales sont à usages multiples, comme l'irrigation et la navigation (Conti, 1998).

---

<sup>48</sup> Les monopoles verticalement intégrés de Minas Gerais, Paraná et Goiás, dans des états très riches, restent encore dans les mains de leurs gouvernements. Cependant, COPEL, le monopole de Paraná, lors de sa mise en vente fin 2001, n'a pas eu d'offres pour une proposition finale. C'est également le cas de CELG qui appartient à l'Etat de Goiás. C'est comme s'il n'y avait pas d'attrait des marchés de capitaux pour l'achat des entreprises au Brésil. Brown, 2002, p10.

<sup>49</sup> La gestion opérationnelle centralisée du système pourrait représenter environ 20% davantage d'énergie firme par rapport au système où les producteurs réalisent leurs offres de manière individuelle. Millan, 2000, p10.

### **2.5.1 La déréglementation et le modèle Coopers&Lybrand**

Au début de 1996, et par le biais des enchères, Eletrobras signe un contrat avec la firme nord-américaine de consultation et de comptabilité Coopers&Lybrand, dans le but de préparer un nouveau modèle pour le secteur électrique brésilien. Au milieu de l'année 1997, cette firme présente sa proposition avec les recommandations suivantes (Ferreira, 2000) :

- i) la création du Marché de gros (MAE) ;
- ii) l'établissement des contrats initiaux pour créer une phase transitoire vers un marché concurrentiel ;
- iii) la création d'un opérateur indépendant du système (OIS) pour l'administration du marché et du système, et la séparation des actifs de la transmission ;
- iv) la planification de ce nouveau scénario et l'organisation des activités financières.

Finalement, la loi 9648, promulguée en mai 1998, crée le nouveau modèle du marché brésilien et propose le début de la nouvelle étape concernant la privatisation des actifs de la production.

### **2.5.2 Les défis du nouveau modèle**

La création du MAE au Brésil a dû faire face à de nombreux défis concernant le caractère et la nature de son système (voire la structure de la production d'énergie par rapport à la capacité installée et à la production d'énergie dans les annexes 4.2.6 et 4.2.7). Le premier problème est la difficulté de maîtriser la complexité d'un système. Pour les spécialistes d'Eletrobras, un tel marché ne peut être maîtrisé que par le biais d'un système centralisé de dispatching. Comme le souligne Ruff (2001), cette condition ne constitue pas un énorme problème car le Pool anglais est bien fondé sur un système centralisé.

La deuxième difficulté résulte de la volatilité des prix d'énergie. Afin d'y faire face, le mécanisme des contrats s'est avéré efficace. Par ailleurs, le Brésil étant dans une période cruciale pour le développement de nouvelles énergies, les accords de long terme (PPAs) entre les IPPs et les entreprises de distribution ont été le seul mécanisme permettant d'augmenter la nouvelle capacité installée souhaitée.

Une autre difficulté importante réside enfin dans le coût de « l'énergie ancienne » et les possibilités que celle-ci soit la base de la présence d'actions oligopolistiques par les producteurs. En effet, « l'énergie ancienne » est véritablement moins chère que la

« nouvelle », car « les centrales hydrauliques anciennes » ont un système de coûts efficace, et leurs coûts en capital ont déjà été totalement amortis<sup>50</sup>.

Afin de résoudre ce problème de coûts, les « contrats initiaux » ont été mis en place. Ceux-ci sont des compromis entre Gencos et Discos, tout en faisant partie de l'introduction du nouveau modèle. L'idée consiste à agir de sorte que les dites « entreprises efficaces » signent des contrats à bas prix, alors que celles dites « inefficaces » par rapport à leurs coûts en capital, se voient accorder des contrats à prix élevés. Tous les acheteurs ont été obligés d'acquérir l'énergie à un coût moyen, résultat du mélange des deux énergies (Ferreira, 2000).

Toutes les entreprises ont été obligées de signer des PPAs pour la période 1998-2005, sur une quantité d'énergie définie. A partir de l'année 2002 et durant les trois années suivantes, la quantité d'énergie acquise par ce système se réduira de 25% par rapport à l'année précédente. Dès lors, les contrats initiaux auront une durée de sept ans, à la fin de laquelle les agents pourront traiter librement leurs contrats sur le marché libre<sup>51</sup>.

### **2.5.3 La structure du marché brésilien**

Il est utile d'étudier la déréglementation brésilienne divisée en trois périodes. La première de 1993 à 1995, définit les bases du nouveau système qui ont remplacé l'ancien système tarifaire. La deuxième, de 1995 à 1998, est celle où l'on peut distinguer la privatisation d'une partie des distributeurs et la création d'ANEEL. Enfin, la troisième période commence au mois d'août 1998, lorsque est créée la nouvelle structure de marché et se prolonge le processus de dé-intégration et de privatisation des monopoles fédéraux et étatiques. Dans cette dernière période, il faut mettre l'accent sur la crise énergétique de l'année 2001.

Concernant la structure du marché, on doit comprendre la déréglementation comme l'amalgame de la libéralisation de marché, de la privatisation et de l'installation de nouvelles structures de marché, car ce n'est qu'à partir de cette conception qu'on peut disposer d'une appréciation de la globalité du processus (Curien, 2000).

---

<sup>50</sup> Ceci est entendu hors les centrales qui avaient des coûts élevés à cause des investissements dans des projets inachevés, ce qui augmentait le coût final de l'énergie produite. Ferreira, 2000, p199.

<sup>51</sup> L'énergie des contrats initiaux compte sur les centrales d'Itaipú, les centrales nucléaires et les centrales thermiques qui reçoivent des subventions. Ferreira, 2000, p200.

En ce sens, selon Mendonça (1999), la structure du marché brésilien correspond à celle du modèle 2 de Tenenbaum et alli. (1992). De plus, il remarque la convenance pour le Brésil, que ce modèle soit transformé au modèle 3 de Tenenbaum ou le modèle 3 de Hunt (1996)<sup>52</sup>.

La déréglementation, après 1998, conduit Millan (2000) à considérer que, dans le cas brésilien, il s'agit d'une reproduction du pool anglais, avec la seule différence des enchères journalières. En effet, il est « virtuellement impossible de séparer la valeur de l'eau pour chacun des producteurs ; c'est ce qui a fait que le système adopté a été dominé par des contrats de long terme, avec un marché d'opportunité pour les centrales à production marginale, administré par l'opérateur du système »<sup>53</sup>.

Selon Ruff (2001), l'incidence du Pool anglais sur l'Amérique Latine est récurrente. Ce modèle a été adapté à diverses situations notamment en Argentine, en Colombie, au Pérou et dernièrement au Brésil<sup>54</sup>.

La déréglementation au Brésil semble avoir adopté le modèle du pool, avec des particularités propres à la complexité du système électrique brésilien. Cependant, dans le cas brésilien, ce modèle peut être conçu comme un modèle dominant par rapport à d'autres modèles qui cohabitent ensemble, non seulement à cause de la richesse de son processus mais aussi du fait de la dimension continentale du pays.

La proposition d'Oliveira (1997) anticipe sur la forme du modèle dominant brésilien qui a été mis en place, dont son schéma est présenté dans le graphique n°4.28 ci-dessous ( voire aussi l'annexe n°4.2.4).

De manière similaire au pool anglais, ce modèle doit établir un prix qui reflète à chaque moment le coût marginal de court terme de l'énergie, de sorte qu'il puisse être utilisé pour baliser les contrats bilatéraux de long terme. La rencontre multilatérale de producteurs, de distributeurs et de gros consommateurs se fait au niveau du pool, dans lequel l'énergie non contractée est négociée aux prix spot (Conti, 1998).

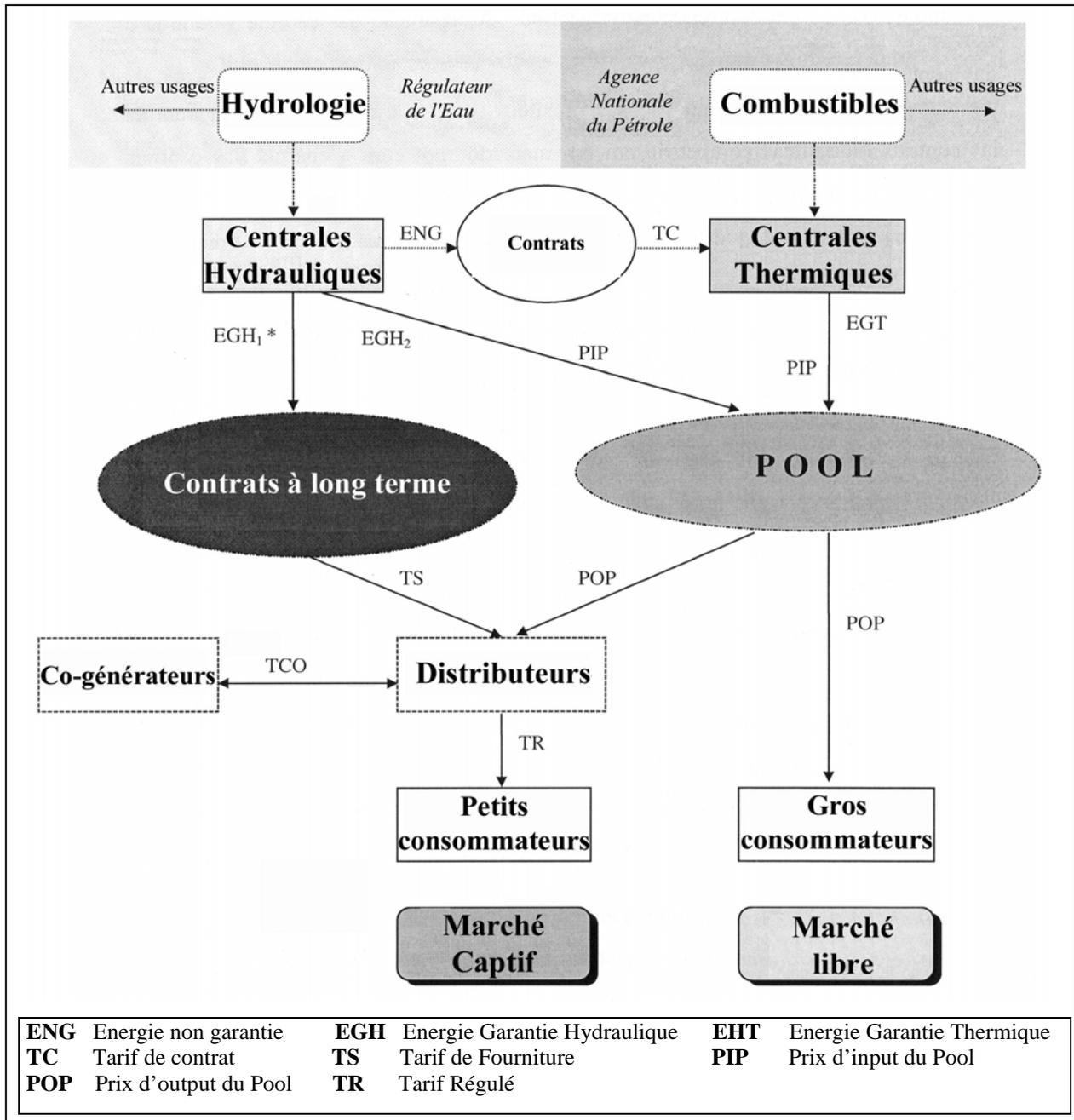
---

<sup>52</sup> Sur un résumé fait dans l'introduction de cette thèse.

<sup>53</sup> Millan J., 2000, p10.

<sup>54</sup> Il faut prendre en compte également la métamorphose subie par le modèle anglais à la fin des années 1990, le conduisant à basculer vers le NETA suite à l'abandon du Pool.

Graphique n°4.28 : La structure du nouveau marché d'énergie



Source : Oliveira, 1997, p52.

Les nouveaux agents du marché sont :

- i) les producteurs, dont la capacité est égale ou supérieure à 50MW ;
- ii) les distributeurs de facturation annuelle égale ou supérieure à 100 GWh qui doivent obligatoirement appartenir au MAE ;
- iii) les gros consommateurs avec une demande minimale de 10 MW .

## **2.5.4 Le transport et l'opérateur du système**

L'opérateur Indépendant du Système (OIS) est un organisme formé de manière autonome, sans but lucratif, sous la supervision de l'ANEEL, dont le contrôle des actionnaires est basé sur cinq groupes d'agents représentant le marché : Gencos, Transcos, Discos, les consommateurs libres et le secteur public.

L'OIS est aussi responsable de l'administration du système de transmission à très haute tension, c'est-à-dire le réseau des lignes à partir de 230 kV.

Comme la propriété des actifs du réseau appartient aussi bien aux Etats qu'au gouvernement fédéral, la constitution de l'OIS est importante car cet organisme distribue les tarifs en accord avec les propriétaires des actifs, du moins au début de la déréglementation. Dans le long terme, la privatisation de la transmission est prévue, ce qui pour l'instant ne semble pas nécessaire étant donné l'intérêt d'installer la concurrence sur la production et la distribution (Ferreira, 2000).

L'expansion du système de transmission repose sur les Transcos, qui peuvent agir sur la demande de l'OIS. Il est possible aussi que l'OIS fasse des appels d'offre de nouvelles concessions de lignes de transmission.

Le tarif de transport tend à refléter les coûts marginaux de long terme, afin de garantir la récupération des investissements.

## **2.6 Le fonctionnement du marché grossiste (MAE)**

Les efforts produits pour créer un marché compétitif au Brésil ont été insuffisants pour réaliser une déréglementation totale. Cependant, l'objectif central a été atteint dans la mesure où, dans le secteur électrique, la mutation a transféré la responsabilité d'investisseur unique de l'Etat au secteur privé.

D'autres domaines de l'activité industrielle ont aussi été touchés par la déréglementation. En plus de la privatisation des distributeurs en 1998, un marché de court terme et des organismes de régulation ont été mis en place.

### **2.6.1 Le marché de court terme**

Le dispatching des centrales est réalisé par l'OIS pour optimiser le fonctionnement du système, selon des données techniques fournies par les centrales, concernant le niveau des

réservoirs, les flux fluviaux, la disponibilité d'opération des centrales et le coût des combustibles. C'est l'OIS qui établit « l'ordre du mérite » permettant l'entrée des centrales pour une production optimale. En faisant partie de ce processus, l'OIS calcule la valeur de l'eau, qui constitue la base de détermination du prix spot. Ce prix représente le coût marginal du système lorsque l'offre et la demande sont équilibrées (Conti, 1998).

Les « centrales thermiques inflexibles », avec une capacité installée égale ou supérieure à 50 MW et qui opèrent comme base du système, rentrent aussi dans l'ordre du mérite établi par l'OIS. Lorsque ces centrales thermiques injectent de l'énergie au système, le prix spot est toujours égal ou supérieur au coût marginal de ces unités.

Ce mécanisme permet aux centrales « thermiques inflexibles » avec contrat « *take or pay* » de garantir le dispatching et d'assurer la couverture de leurs coûts variables, qui sont élevés par rapport à ceux des centrales hydroélectriques.

### 2.6.2 Le système des prix

Selon les lois 8987 et 9074 de 1995, les tarifs des contrats de concession sont ajustés lorsque « l'équilibre économique et financier du contrat sera affecté par les coûts ». Malgré l'ambiguïté de ce principe, cela ne doit pas être interprété au sens où la montée des coûts doit être supporté par les consommateurs. Ce fut en revanche le cas en ce qui concerne la première privatisation, celle d'Escelsa<sup>55</sup> en 1995.

En effet, les ambiguïtés de la première privatisation ont été éliminées dans le contrat de concession de Light, la deuxième firme à être privatisée. Dans ce contrat, le concept de « *price cap* » est clairement adopté. Les tarifs doivent s'ajuster chaque année selon l'inflation mesurée par l'indice général des prix et, le facteur d'ajustement X. Cependant, dans les cas de Light et Cerj, les révisions des tarifs se font chaque huit ans, en prenant le facteur d'efficacité X égal à zéro durant la première période (Ferreira, 2000).

Le *price cap* a été choisi puisqu'il est considéré comme étant le plus convenable du fait de son acceptabilité internationale, de sa capacité à être prévisible et d'éviter les manipulations politiques. De plus, il est souhaité par les investisseurs étrangers.

Cependant, le régime de *price cap* brésilien a deux différences significatives avec l'anglais. Les distributeurs anglais sont soumis à la formule RPI-X par périodes de cinq ans,

---

<sup>55</sup> Le manque de définition des paramètres d'ajustement des tarifs dans le contrat d'Escelsa, ainsi que le manque de détermination claire sur les profits de productivité payés par les consommateurs, se sont traduits par une suite de longues négociations entre l'entreprise et le régulateur. Gomez et Monnerat, 1996, p8.

avec des ajustements automatiques pour refléter l'évolution de l'indice des prix. A la fin de la période, le processus complet se répète et les plafonds sont définis pour les cinq prochaines années, tout en tenant compte des ajustements annuels par le biais du facteur X. L'incitation réside dans le fait que l'investisseur conserve la totalité du profit de productivité situé au-dessus de X, tandis que le montant de ce facteur, qu'il ait atteint ou non l'objectif de productivité, est remis au consommateur (Brown, 2002).

Dans le cas de Light, il a été décidé pourtant que le facteur X devait être égal à zéro, avec une période de sept ans. Le fait que les marchés anglais et brésilien n'aient pas le même facteur de risque ni le même type de garanties aux investisseurs expliquent un tel choix.

La tarification est séparée en fonction de chaque activité, le prix final étant l'agrégation des prix de transport et de distribution. A ces prix, doivent s'ajouter les coûts de production de l'énergie donnés par le marché de gros (voir le graphique n°4.29).

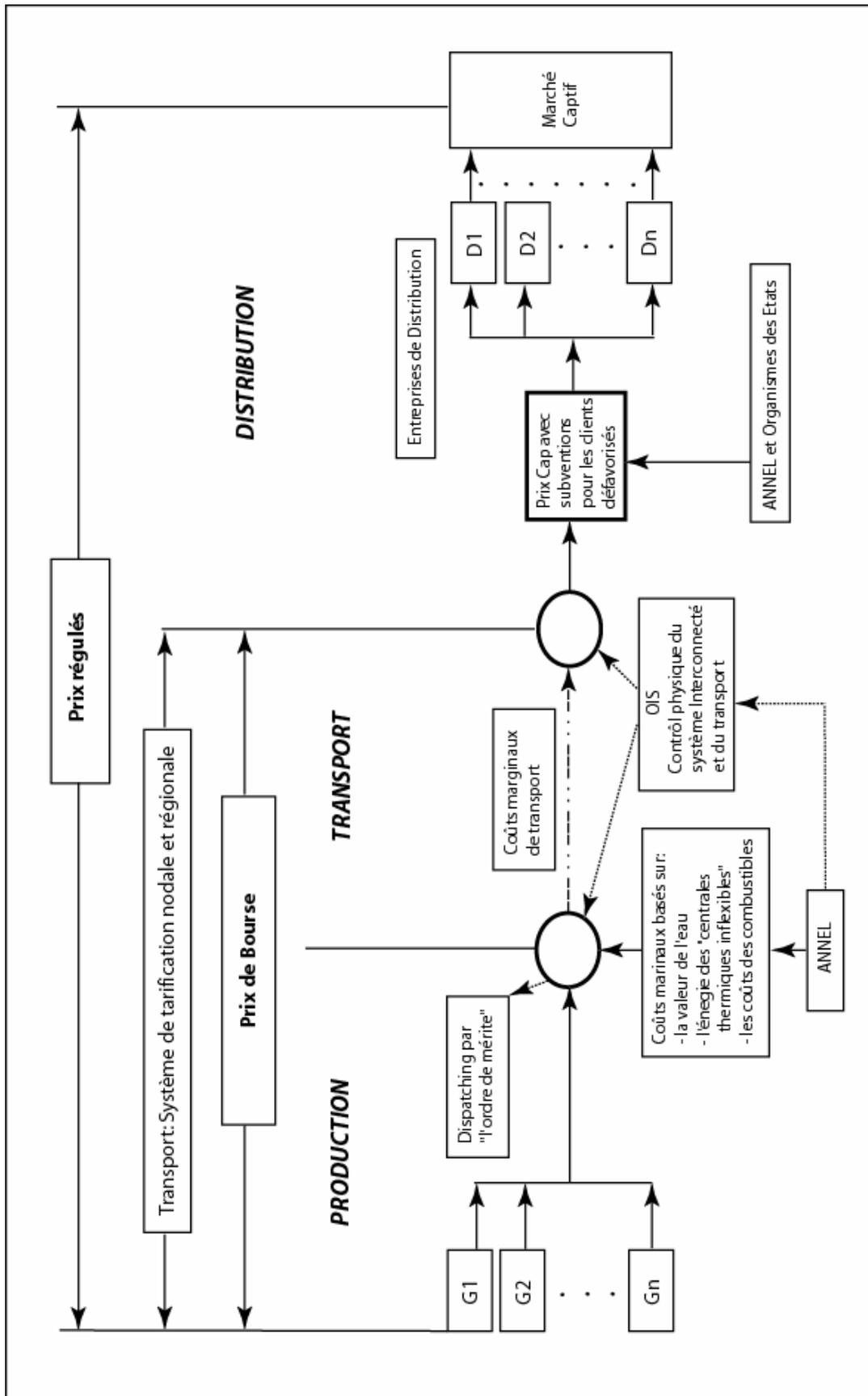
Il est intéressant de noter que les subventions croisées sur le marché régulé n'ont pas disparu ; l'ANEEL est chargée de contrôler que ces subventions soient limitées aux consommateurs résidentiels dévavorisés, aux coopératives d'électrification avec des besoins prouvés et, enfin, à certaines zones géographiques définissant une aire de concession. Cette pratique vise à égaliser les tarifs des régions urbaines et rurales (Conti, 1998).

## **2.7 La performance de la déréglementation**

Au Brésil, les changements réglementaires ont été clairement justifiés par l'impossibilité de financer l'expansion du système et, par la nécessité correspondante d'attirer les capitaux privés. Des crises sont apparues lorsque ces changements nécessaires n'ont pas eu lieu.

### **2.7.1 La crise énergétique de l'année 2001**

Entre juin 2001 et mars 2002, la plus grande crise énergétique se produit au Brésil. Elle est le résultat, entre autres, du manque de croissance de l'offre face à une demande croissante. Si au cours de l'année 2000, la consommation a augmenté de 58% par rapport à 1990, la capacité installée n'a augmenté, sur la même période, que de 32%.



Graphique n°4.29 : Le système de prix du marché brésilien

Ce déficit de l'offre par rapport à la demande amène les analystes à prédire cette crise, qu'ils ne peuvent pas pourtant éviter, du fait de causes à la fois structurelles et conjoncturelles difficiles à résoudre par de simples mesures d'ajustement de court terme. Un programme de rationnement d'énergie est alors mis en place, pour diminuer la consommation de 10 à 35%, ce qui affecte sévèrement l'économie (DOE, 2002).

Afin d'éclaircir les causes de ce problème, de longs et intenses débats ont lieu. Selon l'ANEEL (2001), parmi les causes d'ordre structurel, se trouve la forte dépendance hydraulique et, par voie de conséquence, l'impact des changements climatiques, notamment la sécheresse de « la Niña », qui a vidé les réservoirs d'environ 70% en quelques années.

Cette explication est certes importante, mais elle n'est pas suffisante. D'autres causes ont été détectées au cours de ces débats. Celles-ci concernent le processus de déréglementation lui-même :

- i) jusqu'à l'époque de la crise, un véritable marché d'électricité n'a pas été mis en place ;
- ii) un manque de symétrie et d'intégration entre les marchés d'électricité et du gaz apparaît comme un des facteurs ayant empêché l'installation de nouvelles centrales thermiques privées ;
- iii) le marché brésilien requiert une augmentation urgente sa capacité installée thermique, pour la production à la fois de pointe et de base. La maîtrise du plan de déréglementation n'a pas réussi dans l'expansion de la production<sup>56</sup> ;
- iv) les institutions régulatrices n'ont pas eu l'indépendance requise. La création d'autres institutions qui se superposent a compliqué le cadre régulateur, condition essentielle pour un fonctionnement harmonieux du système<sup>57</sup> ;
- v) les incitations, censées être des outils pour attirer les investissements, ont été inefficaces en ce qui concerne la production et le transport.

Il existe un mécontentement croissant des consommateurs (obligés de diminuer leur consommation de 20%) concernant le service fourni et la déréglementation. Dans le sud du

---

<sup>56</sup> Cela était possible aussi par le biais du secteur public, mais des entreprises publiques telles que FURNAS, malgré leur bonne santé financière, n'ont pas reçu l'autorisation de faire les investissements nécessaires. ANEEL, 2000, p5.

<sup>57</sup> La création de la CGC au milieu de la crise de 2001, a entraîné la perte d'autonomie de l'organisme de régulation (ANEEL). Autrement dit, le fait de mettre la CGC au dessus de l'ANEEL a enlevé de fait la responsabilité de l'ANEEL. En 1999, le MME proposa diverses mesures pour envisager la crise imminente, notamment par l'installation de nouvelles centrales thermiques. Ces mesures n'ont jamais été mises en œuvre à cause d'un manque d'accord entre MME, ANEEL, Petrobras et Eletrobras sur le prix du gaz. Il se peut que cela soit la cause du manque de confiance du président Cardoso sur le rôle de l'ANEEL et les autres organismes. Brown, 2002, p14.

pays, région qui peut être en autarcie sur le plan énergétique, les clients et les autorités considèrent que leur abstention est profitée au Nord. Ceux du Nord pensent que leur petite consommation ne doit pas être coupée. Selon Brown (2002), la plupart des brésiliens établissent un rapport entre les coupures d'énergie et la déréglementation, allant jusqu'à demander la renationalisation.

### **2.7.2 Les avancées de la déréglementation**

Plusieurs objectifs de la déréglementation ont été atteints avec succès. Parmi ceux-ci, on doit signaler la création d'un nouveau cadre régulateur, les nouvelles conditions pour fonder le marché électrique, la fondation de nouvelles institutions fédérales ou étatiques pour permettre le fonctionnement du marché et, enfin, l'établissement d'un régulateur indépendant. Le bon état d'avancement du processus ne nécessite pas, pour le moment, d'ajustements sur le marché du gros (Mendonça, 1999).

La distribution a été déjà privatisée grâce à une série de nouvelles concessions et, on attend de l'accès de tiers au réseau qu'il permette aux usagers de choisir leur fournisseur. Du point de vue de la récupération de ressources, la privatisation des distributeurs est considérée comme une réussite, puisque les recettes de privatisation sont de l'ordre de 15.000 millions de dollars.

Actuellement, le gouvernement n'est plus responsable des fonctions d'investissement. Il opère désormais en tant que bailleur de fonds pour les firmes privées, mais conserve toutefois la responsabilité de certains programmes, tels que celui de la conservation de l'énergie (PROCEL), du développement de l'énergie pour les Etats et les municipalités (PRODEEN) et le Centre de Recherche de l'électricité (CEPEL). Bien que l'ANEEL ait été obligée de déléguer quelques fonctions, l'industrie fonctionne à partir de la régulation de cette agence.

Finalement, l'OIS gère le MAE dans le domaine technique et économique. Pour cela, pendant une période péremptoire, l'ancien modèle a cédé la place au nouveau par le biais des « contrats initiaux », l'objectif étant de faciliter l'entrée de nouveaux agents (Brown, 2002).

### **2.7.3 Les défaillances de la déréglementation**

Les crises énergétiques, notamment celle de Rio de Janeiro en 1996 et la crise nationale de 2001, ont mis à jour quelques failles du processus, qui ont produit des effets graves sur l'économie brésilienne. On peut noter les suivantes :

a) L'introduction du gaz

Le manque de coordination entre les industries de gaz<sup>58</sup> et d'électricité a empêché l'installation de nouvelles centrales à gaz. En effet, lors de l'installation du gazoduc Bolivie-Brésil, de gros investissements ont été réalisés. Pourtant, les deux marchés n'ont jamais eu la coordination nécessaire pour attirer les investissements privés sur les centrales à gaz.

Au début de la déréglementation, les investisseurs sur les centrales thermiques n'ont pas eu les incitations suffisantes pour entreprendre cette activité, mais aussi ils ont été coincés. En effet, pour acquérir du gaz à Petrobras, il fallait développer des contrats *take or pay* libellés en dollars<sup>59</sup>. D'autre part, ils n'avaient aucune sécurité de vendre leur énergie sur le marché à cause de la concurrence avec les énergies hydrauliques moins coûteuses.

b) La sous-estimation des difficultés de l'hydroélectricité

Dans un pays largement dépendant de l'hydrologie comme le Brésil, la coordination de l'opération des centrales est complexe du fait de divers facteurs qui doivent être maîtrisés et optimisés. Lorsque l'Etat était l'opérateur unique, la tâche était déjà délicate. Aujourd'hui, avec la multiplication des agents elle est devenue encore plus problématique.

La maîtrise des réservoirs soulève des intérêts sociaux et économiques, comme l'irrigation et la navigation. Cette difficulté est perçue par plusieurs investisseurs en énergie thermique comme une barrière à l'entrée pour deux raisons : l'existence de situations imprévisibles qui leur sont imposées par la complexité de l'énergie hydroélectrique, et le rejet généralisé de la population à la privatisation.

c) Une transition mal maîtrisée

Tout d'abord, la privatisation n'a pas permis de développer des investissements nécessaires afin d'éviter la déficience de l'offre. Ensuite, les architectes de la déréglementation considéraient que l'Etat devait assumer les fonctions de bailleur de fonds (BNDES) et de régulateur (ANEEL), et non celle d'investisseur.

Il était assumé qu'en privatisant la distribution, le secteur privé allait installer la capacité thermique nécessaire, afin de résoudre les besoins de l'expansion. Cependant, la plupart de la production demeure alors dans les mains de l'Etat et, le secteur privé, propriétaire d'une

---

<sup>58</sup> Au Brésil, il n'y a pas beaucoup de possibilités pour choisir un combustible fossile. Il y a du charbon dans le sud, mais il n'est ni de bonne qualité ni abondant et il n'est pas souhaité pour ses effets sur l'environnement. Les réserves de pétrole sont déficitaires, ses prix sont volatiles et il n'y a pas de sécurité d'approvisionnement. En conséquence, le gaz est le seul combustible à choisir. Néanmoins, de nombreux obstacles ont bloqué son introduction. Brown, 2002, p15.

<sup>59</sup> Il n'y eu ni un marché secondaire pour ouvrir une nouvelle capacité de transport, ni un marché spot de gaz car Petrobras a retenu sa condition de monopole sur le marché des énergies fossiles.

bonne partie de la distribution, ne prends pas en charge la responsabilité de l'expansion durant la transition.

d) Le démarrage de la distribution en l'absence de marché

Démarrer la déréglementation par la privatisation des distributeurs, avant la mise en place du marché, a finalement entravé le processus. Dans ce contexte, la privatisation des distributeurs incite plutôt à privilégier les objectifs macroéconomiques et fiscaux du pays, au détriment des besoins spécifiques de l'industrie. Le rôle prédominant joué par la BNDES illustre largement cet état de fait.

e) Une sous-estimation des risques

Il semble que la politique de l'administration Cardoso ait été marquée par une confiance excessive dans le « Plan Real »<sup>60</sup>, qui avait permis la réduction, voire l'élimination, de l'inflation chronique qui subissait le pays, et qui avait apporté une certaine stabilité du taux de change (Pinheiro, 2000).

Cependant, pour l'industrie électrique proprement dite, elle fut soumise à quelques risques, parmi lesquels on peut mentionner (Ferreira, 2000) :

- i) la faiblesse du marché interne de capitaux, à l'origine d'une forte dépendance vis-à-vis des capitaux étrangers ;
- ii) les risques de la déréglementation concernant les failles du processus déjà énoncées (section 1.7.3) ;
- iii) le risque associé à la faiblesse de l'expansion de la transmission, avec des entreprises appartenant toujours à un Etat en pénurie de capitaux ;
- iv) l'absence de politique incitative à l'installation de nouvelle capacité thermique, ce qui pourrait mettre en péril tout le système.

Finalement, il s'agit davantage de failles ignorées par les plans, tels que l'électrification rurale, les soucis sur l'environnement, les subventions aux consommateurs à très faible revenu, la promotion de l'efficacité énergétique et le soutien aux énergies renouvelables (Brown, 2002).

---

<sup>60</sup> En fait, c'est le gouvernement d'Itamar Franco qui avait lancé le « Plan Real » afin d'abattre l'inflation qui atteignait au début de 1994 7.336%, pour finalement chuter au deuxième semestre de la même année à 91,7%. Cependant, depuis 1995, c'était le président Cardoso qui consolida la réduction de l'inflation jusqu'à une moyenne de 8,2% annuelle, voire en 1998 de 1,7%. Pinheiro, 2000, p27.

## 2.8 Conclusion de la section 2

A son démarrage, la déréglementation au Brésil se limite à la privatisation des distributeurs avec l'objectif macroéconomique de maximiser les recettes de court terme, au détriment de l'optimisation du secteur électrique sur la longue période.

Le transfert des distributeurs au secteur privé n'étant pas conçu dans une stratégie générale de déréglementation, s'est réalisé en l'absence de libéralisation de l'industrie dans son ensemble, en l'absence de structures et d'institutions du marché et de la recherche de l'amélioration de l'efficacité. Ces raisons expliquent qu'il soit difficile d'apprécier les résultats de la déréglementation au Brésil à l'heure actuelle.

Le Brésil est un pays à géographie continentale, synthèse de multiples déterminations géographiques, sociales et économiques. L'industrie électrique brésilienne est pleine de particularités qu'on ne retrouve pas ailleurs. Sa déréglementation doit en conséquence répondre à cette multiplicité de réalités en apportant des réponses variées aux différents problèmes soulevés.

Cependant, certaines considérations générales s'imposent, telle que la nécessité du retrait de l'Etat Fédéral en tant qu'investisseur et opérateur, pour se tourner davantage vers les activités réglementaires. Cette mutation au Brésil n'a pas été conduite avec la clarté et la précision nécessaires pour éviter les crises. Le manque d'efficacité de l'Etat pour développer le système et pour réaliser de nouveaux investissements ne peut être remplacé que par l'entrée de capitaux privés, ce qui demande une déréglementation intégrale.

Le nouveau modèle est fondé sur le Pool anglais, avec quelques innovations propres au contexte brésilien. Néanmoins, il reste encore à réglementer précisément certains aspects concernant le marché grossiste et le système de prix pour le marché captif.

La mutation n'a pas attiré les capitaux nécessaires à l'investissement, notamment dans les nouvelles centrales thermiques à gaz. Les coûts élevés du capital au Brésil et le manque d'indexation des taux de change sur les PPAs tendent à opérer un transfert des risques aux investisseurs.

Certaines barrières empêchent l'entrée de producteurs potentiels de centrales à gaz comme, par exemple, l'asymétrie entre les contrats « take or pay » pour l'achat du gaz et les PPAs pour la vente de leur énergie. La convergence entre la réglementation du gaz et celle de l'électricité s'impose pour éviter au pays d'éventuelles crises.

Certains monopoles publics n'ont pas encore été privatisés. Dans un pays aussi vaste que le Brésil, il semble nécessaire d'adapter un modèle dominant aux réalités régionales. Un

modèle au sein duquel la privatisation n'apparaît pas comme une condition déterminante pour la déréglementation<sup>61</sup>.

La politique tarifaire est l'un des facteurs clés du processus. En fait, du point de vue historique, elle a été déterminante dans chaque mutation qui a été mise en place. Durant les années 1980, avant la dernière déréglementation par exemple, la manipulation des tarifs pour contrôler l'inflation fut l'un des facteurs à l'origine de la crise de l'ancien modèle étatique, parce qu'il a détruit sa capacité d'investissement.

Nonobstant, sur le marché de gros, la structure repose énormément sur l'hydraulique avec de fortes barrières à l'entrée et le système de tarification est en mesure de générer une concurrence oligopolistique.

En ce qui concerne la distribution, l'adhésion d'ANEEL à un modèle de « concurrence par comparaison » (yardstick competition), sur la base d'une « entreprise modèle », semblable à l'expérience chilienne, paraîtrait la plus pertinente.

---

<sup>61</sup> Même Littlechild (1996) reconnaît qu'il y a des secteurs électriques où la concurrence n'est pas viable et dans lesquels le régulateur doit protéger les consommateurs du pouvoir de monopole. Il suggère que n'est pas possible de privatiser un monopole public et le rendre compétitif dans une seule phase. La déréglementation, si elle est nécessaire, devrait être faite par étapes afin de permettre au régulateur d'évaluer les impacts des changements proposés et de les corriger si nécessaire. Mendonça, 1999, p82.

## **Conclusion générale**

La grande montée capitaliste du 19<sup>ème</sup> siècle a été décrite comme éminemment concurrentielle, mais au cours des dernières décennies, des firmes colossales dites monopoles ont pris place dans l'économie. Certes, ce n'était pas la première fois dans l'Histoire, puisqu'elles existaient déjà depuis très longtemps, mais sous l'impulsion de la révolution industrielle anglaise elles, dont font partie les grands réseaux énergétiques contemporains, sont apparues sous une forme industrielle moderne.

La fin du 19<sup>ème</sup> siècle et le début du 20<sup>ème</sup> siècle marquent le déplacement de l'hégémonie économique anglaise au profit des Etats Unis. C'est l'époque où les monopoles industriels modernes ont commencé à apparaître, notamment sous la forme des industries de réseaux. En même temps, c'est l'époque où l'hégémonie nord-américaine a pris le relais de l'hégémonie anglaise en Amérique Latine, lorsque les grands monopoles énergétiques ont été développés par le secteur privé, en fondant leurs relations avec les Etats sur la base de la déréglementation par taux de rendement.

Au lendemain de la Deuxième Guerre Mondiale, une étape de modernisation intensive s'est développée en Amérique Latine, dirigée, financée et contrôlée par l'Etat. Puis, une troisième phase est en train de se dérouler. Cette étape, qui correspond à la déréglementation de nos jours, cherche à rendre au secteur privé la responsabilité du développement du secteur électrique, impliquant un changement drastique du rôle joué par l'Etat dans l'industrie.

Au cours du 20<sup>ème</sup> siècle, la déréglementation nord américaine, en exportant ces idées sur la base du principe de la réduction de l'Etat au minimum, a fait école à l'extérieur. Ainsi, la mutation née aux Etats Unis s'est ensuite propagée en Angleterre où le système de plafond de prix a été mis en œuvre. Par la suite, aux Etats Unis, le système du taux de rendement a été remplacé par le système du plafond de prix, censé être incitatif et révélateur d'information.

Certes, concernant la structure du marché et sa réglementation, le modèle du Pool anglais a été retenu par la plupart des pays latino-américains. Ce modèle entraîne fondamentalement un marché avec la chaîne électrique dé-intégrée en forme complète, un dispatching centralisé et indépendant, un monopole du transport et un régulateur étatique.

Cependant, en fonction des besoins de chaque pays, plusieurs facteurs impliquent toujours le choix d'une solution nécessairement différente : la nature du système, les objectifs de la déréglementation et les différences de conditions locales.

**Tableau N°5.1 : Caractéristiques générales par pays**

(Superficie, population, puissance, énergie et autres)

<b>Argentine</b>	<b>Brésil</b>	<b>Chili</b>	<b>Colombie</b>	<b>Angleterre</b>
<p>Superficie 2.780.000 Km<sup>2</sup> (2002) Population 37 millions. Capacité installée 27.038 MW. Hydro 9.592 MW, thermo 16.402 MW et nucléaire 1.018 MW. Puissance maximale demandée 8.300 MW. Marge de réserve 48%. Energie produite 77.057 GWh. 47% hydro, 43,4% thermique, 8% nucléaire.</p> <p>Potentiel hydroélectrique 44.500 MW. Consommation par habitant 2.082,6 KWh</p>	<p>Superficie 8.511.966 Km<sup>2</sup> (2002) Population 180 millions. Capacité installée 76.139 MW. Hydro 63.275 MW, thermo 10.987 MW, nucléaire 1.966 MW. Puissance maximale demandée 52.000 MW. Marge de réserve 31,7%. Energie produite 353.909 GWh. 79% hydro, 1,3% nucléaire, 9,9% thermique, 3,3% renouvelable, 1% importation.</p> <p>Potentiel hydroélectrique 260.000 MW. Consommation par habitant 1966,2 KWh</p>	<p>Superficie 757.000 Km<sup>2</sup> (2002) Population 14,5 millions. Capacité installée 10.269 MW. Hydro 4.131 MW, thermo 6.138 MW.</p> <p>Puissance maximale demandée 6.298 MW. Marge de réserve 38,7%. Energie produite 42.531 GWh. 50% hydro, 49% thermo.</p> <p>Potentiel hydroélectrique 26.046 MW. Consommation par habitant 2.933,2 KWh</p>	<p>Superficie 1.141.750 Km<sup>2</sup> (2002) Population 39 millions. Capacité installée 13.379 MW. Hydro 8.331 MW, thermo 4.808 MW.</p> <p>Puissance maximale demandée 8.300 MW. Marge de réserve 38%. Energie produite 44.811 GWh. 65,6% hydro, 28,8 thermo-gaz, 5,6% thermo-charbon.</p> <p>Potentiel hydroélectrique 93.085 MW. Consommation par habitant 1.149 KWh</p>	<p>Superficie 244.128 Km<sup>2</sup> (2002) Population 59 millions. Capacité installée 73.219 MW.</p> <p>Puissance maximale demandée 58.589 MW. Marge de réserve 20%. Energie produite 345.000 GWh. 33% thermo-gas, 36% thermo-charbon, 21% nucléaire, 4% importations, 1,5% oil, 1% hydro.</p> <p>Consommation par habitant 5.847,5 KWh</p>

Quant à la nature du système électrique, plusieurs éléments doivent être mentionnés concernant la taille, les ressources énergétiques et les conditions socio-politiques du pays. Le tableau n°5.1 résume certaines caractéristiques générales. Il nous montre les différences radicales sur cet aspect entre les pays latino-américains et le Royaume Uni. Ces particularités entraînent des solutions différentes notamment en ce qui concerne le transport, la production, la tarification pour les usagers captifs, et mettent en question l'application unique du Pool anglais. Par exemple, la dépendance des systèmes latino-américains de l'hydroélectricité et la vulnérabilité produite par les variations climatiques et la volatilité de prix, exigent des solutions à ce type de marché.

En Angleterre, la déréglementation cherche à introduire la concurrence dans une industrie mature afin de la rendre plus efficace, plus transparente et de baisser les coûts de production notamment en ce qui concerne la production des centrales thermiques à charbon.

En Amérique Latine, la transformation du système électrique est conditionnée dans sa profondeur et dans son orientation, par l'importance des réformes économiques générales.

En effet, plusieurs facteurs ont conduit les pays à une véritable crise, avec des déséquilibres macroéconomiques majeurs, notamment l'hyper-inflation de la fin des années 1980 et du début des années 1990, des faillites bancaires, la chute des exportations, des crises fiscales.

De plus, dans une industrie dépendante de l'hydroélectricité, des structures inadéquates provoquent des coupures chroniques. Celles-ci sont aggravées par les variations climatiques et par une pénurie de capitaux pour une industrie hautement capitalistique.

Ici, la déréglementation a pour objectif d'attirer des investissements étrangers pour faire face à une demande accrue d'énergie et, la privatisation incite à privilégier les objectifs macroéconomiques et fiscaux des pays, au détriment des besoins spécifiques de l'industrie. Le rôle prédominant des Ministères d'économie à l'égard des organismes de déréglementation dans les pays latino-américains illustre largement cet état de fait.

Dans des certains cas, la déréglementation est mise en place de manière urgente et réalisée rapidement à l'issue des crises énergétiques (Argentine, Colombie). Ainsi, en Argentine, l'orientation politique adoptée par le gouvernement conduit à la déréglementation avec une portée et une rapidité d'exécution qui placent l'expérience argentine dans un cas extrême.

**Tableau N°5.2 : Le cadre institutionnel de la déréglementation en Amérique Latine**

<b>Cadre Institutionnel</b>	<b>Argentine</b>	<b>Brésil</b>	<b>Chili</b>	<b>Colombie</b>	<b>Pool Anglais</b>
Organisme régulateur	ENRE (1991) et organismes provinciaux	ANNEL (1998), CGC (1999) et BNDES (1943)	Ministère d'économie et la CNE (1978)	CREG (1994), avec le MME, le MH et le DNP.	OFFER (1989)
Planification	Secrétariat de l'énergie, à titre indicatif.	Comite Coordinateur de la Planification Electrique CCPE, à titre indicatif sauf pour la transmission, où il est déterminant.	Ministère d'économie et CNE à titre indicatif.	Unité de planification minière et énergétique <sup>2</sup> UPME (1992) et MME Ministère de Mines et d'économie.	
Dispatching	CAMMESA (1992)	OIS (1998)	CDEC (1982) dans les mains des monopoles de production.	CND (1992)	NGC (1989)
Organisme chargé de la gestion opérationnelle du système électrique	CAMMESA Société anonyme sans fin lucrative avec participation minoritaire de l'Etat.	OIS avec la participation de tous les agents.	CDEC. Constitué par des représentants des monopoles de production. Au début sans participation de l'Etat.	CNO (1992), avec la participation de tous les agents.	NGC
Contrôle de la concentration monopolistique	ENRE		Commission Anti-monopole	CREG	Monopoly and Merger Comission, MMC (1989)
Contrôle de la concurrence et des prix	ENRE	ANNEL et CGC (duplication de fonctions)	CNE	CREG	Office of Fair Trading OFT (1989)
Participation de l'Etat	Réglementation et contrôle.	Production, planification, réglementation et contrôle.	Réglementation et contrôle, sauf sur la CDEC et certaines activités des monopoles.	Production, planification, réglementation et contrôle.	
Transparence du marché	Elle est assurée en toute l'organisation du marché.	L'information du marché est disponible pour tous les agents.	L'information n'est pas tout-à-fait disponible pour les agents à cause de la concentration et de la capture du régulateur.	Elle est assurée en toute l'organisation du marché.	Elle est assurée en toute l'organisation du marché.
Contrôle de concessions	ENRE	ANNEL	SEC Super-intendance d'électricité et de combustibles.	CREG	
Résolution de désaccords	ENRE	ANNEL et CGC (Duplication de fonctions)	CNE, c'est un processus transparent mais il prend beaucoup du temps.	Super-intendance de services publics SSPD	

Au Brésil, le transfert des distributeurs au secteur privé, n'étant pas conçu au sein d'une stratégie générale de déréglementation, il est réalisé en l'absence de libéralisation de l'industrie dans son ensemble, en l'absence de structures et d'institutions de marché.

Au Chili, pays pionnier, les conditions réglementaires mises en œuvre et le processus de privatisation ont conduit à un renforcement de la propriété des certains groupes au détriment d'autres. Le manque d'expérience et l'absence de solutions théoriques approfondies sur le sujet expliquent les problèmes institutionnels qui apparaissent dans le tableau n°5.2.

En général, on constate que le mouvement de déréglementation d'Amérique Latine s'est déroulé par vagues successives, qui ont commencé au Chili et ont permis d'introduire des améliorations sur la base des erreurs commises par les pays pionniers en s'inspirant surtout du modèle anglais.

La nature de la déréglementation de l'électricité au Chili a permis à ENDESA, et plus globalement à ENERSIS, le holding financier, d'entretenir une position dominante sur le marché. Au Chili, le degré d'intégration verticale et horizontale est tel qu'il empêche l'exercice d'une véritable concurrence à cause de l'intégration horizontale dans la production et du monopole de transport intégré verticalement (cf. tableau n°5.3).

Le marché argentin, de même que celui du Royaume Uni, est caractérisé par une forte dé-intégration verticale et horizontale. Ici, les conditions de la déréglementation et l'abondante disponibilité en gaz naturel ont favorisé le développement de la concurrence au niveau de la production sur le MEM. C'est pour cela que le marché argentin a été considéré comme l'un des marchés d'électricité les plus compétitifs du monde actuel.

De plus, malgré la mise en service des deux grandes centrales hydrauliques construites et financées par l'Etat argentin, assurant l'approvisionnement jusqu'à la fin des années 1990, les nouveaux agents ont fait le choix d'installer une importante quantité de centrales thermiques, amenant à une situation de suréquipement.

Très dynamique au départ, la déréglementation colombienne des années 1990 a été ralentie. Elle a presque stagné pendant les dernières années, à cause du mauvais contexte économique du pays et des perturbations de l'ordre public.

Certes, pour sa modernisation, l'industrie électrique colombienne requiert une amélioration générale de la situation économique, sociale et politique, mais aussi des changements radicaux dans le processus de déréglementation, notamment en ce qui concerne la distribution.

**Tableau N°5.3 : Les caractéristiques des marchés latino-américains**

<b>Marché</b>	<b>Argentine</b>	<b>Brésil</b>	<b>Chili</b>	<b>Colombie</b>	<b>Pool Anglais</b>
Etat du marché	Début 1992. Marché déjà constitué.	Début 1995. Inachevé. Marché en processus de constitution.	Début 1982. Marché déjà constitué.	Début juillet 1995. Inachevé. Marché en processus de constitution.	Début 1989. Marché déjà constitué.
Propriété de la infrastructure.	Privatisation pratiquement terminée.	Privatisation inachevée. Quelques entreprises des Etats ne sont pas encore privatisées.	Privatisation pratiquement terminée.	Privatisation inachevée. Des monopoles publics ne sont pas encore privatisés.	Privatisation pratiquement terminée.
Restrictions à la commercialisation.	Grands Usagers (GU) à partir de 30 KW.	GU à partir de 3 MW.	GU à partir de 2 MW. Seulement les producteurs participent au marché spot.	GU Obligatoire à partir de 20 MW. Optionnel, entre 10 et 20 MW.	Pas de limites.
Dispatching optimal.	Système du Pool. Libre offre de prix sur le marché. Les distributeurs sont soumis aux prix saisonniers.	Système du Pool. Il se réalise sur la base des prix des producteurs thermiques et la valeur de l'eau.	Le dispatching optimal se réalise par les coûts semestriels.	Système du Pool. Il se réalise sur la base des prix des producteurs thermiques et la valeur de l'eau.	
Restrictions à la participation sur le marché.	Il n'existe pas de barrières à l'entrée des agents. Des limites physiques au transport.	Manque de déréglementation concernant le transport et le prix de l'énergie.	Barrières à l'entrée : L'accès au transport nécessite des accords avec le monopole privé. Outre la propriété de l'eau d'ENDESA.	Il n'existe pas de barrières à l'entrée des agents. Les attentats à l'infrastructure provoquent restrictions.	Il n'existe pas de barrières à l'entrée des agents.
Charges par capacité installée dans le marché spot.	Plusieurs services sont reconnus afin d'assurer ces services sur le long, moyen et court terme.	Il est reconnu un paiement par capacité installée aux producteurs disponibles, non dispatchés et non engagés par contrat.	(Décembre 2000). Il n'existe pas. Il est en discussion	Les centrales qui travaillent sous les conditions extrêmes de sécheresse ou crise reçoivent un paiement dit « charge par capacité »	Il existe les paiements de capacité CP, en fonction de la probabilité de perte de charge LOLP et la valeur de perte de charge VOLL.
Services auxiliaires.	Plusieurs paiements : réserve froide, réserve rotative, services réactifs, démarrage rapide, régulation de fréquence.	Services accordés par l'opérateur ONS : réserve froide, réserve rotative, services réactifs, démarrage rapide, régulation de fréquence.	Ce sont des services payés par le CDEC, mais il n'existe pas une réglementation à cet égard.	Quelques services sont reconnus, d'autres sont en train d'être analysés.	Plusieurs paiements : réserve, services réactifs, démarrage rapide, régulation de fréquence.
Flexibilité des contrats.	Durée minimale 1 an. (2002) un système spot entre 1 et 3 mois a été mis en place.	Deux années minimums pour la demande captive. Pour le reste, pas de restrictions.	Deux années minimums.	Durée minimale 1 jour.	Pas de restrictions.
Contrôle des prix au marché captif.	Système de Price cap. Cependant, les distributeurs sont obligés d'acheter 60% de leur énergie au prix saisonnier.	Système de Price cap. Cependant, des subventions croisées existent pour les clients défavorisés. Le système de concurrence par comparaison peut être introduit.	Contrôle de prix régulé par le système de concurrence par comparaison avec une entreprise modèle.	Système de Price cap. Cependant, des subventions croisées existent pour les clients défavorisés.	Système de Price cap.

En fait, il faut remarquer qu'en Colombie certains monopoles publics restent sur le marché. Le maintien de l'intégration verticale de l'industrie et le pouvoir de marché de certains agents ont nuit à la concurrence dans la production. A cela s'ajoutent quelques problèmes concernant la volatilité des prix

La volatilité des prix à la bourse est associée à deux facteurs : l'excessive dépendance du système à la production hydroélectrique et la faible capacité de stockage des barrages.

L'industrie électrique brésilienne, dans un pays à géographie continentale, est pleine de particularités qu'on ne retrouve pas ailleurs. Sa déréglementation doit en conséquence répondre à cette multiplicité de réalités en apportant des réponses variées aux différents problèmes soulevés.

Au Brésil, certains monopoles publics n'ont pas encore été privatisés. Dans un pays aussi vaste que le Brésil, il semble nécessaire d'adapter un modèle dominant aux réalités régionales. Un modèle au sein duquel la privatisation n'apparaît pas comme une condition déterminante pour la déréglementation.

Le nouveau modèle est fondé sur le Pool anglais, avec quelques innovations propres au contexte brésilien. Néanmoins, il reste encore à réglementer précisément certains aspects concernant le marché grossiste et le système de prix pour le marché captif.

L'expansion du transport est l'un des maillons faibles de la nouvelle structure introduite par la déréglementation en Amérique Latine. En Argentine, les anciens déséquilibres de localisation, entre la production et la demande fortement concentrée, impliquent le transport sur des longues distances, notamment entre Buenos Aires et la région de Comahue. La déréglementation n'a pas réussi à introduire des systèmes incitatifs afin de résoudre ce problème (cf. tableau n°5.4).

Au Chili, le fait qu'ENDESA soit à la fois productrice, propriétaire du transport et d'une grande partie de la distribution constitue une barrière à l'entrée de nouveaux concurrents. L'interconnexion entre le SIC et le SING constitue une œuvre d'urgence qui permettra le transport de l'énergie entre le nord (à prédominance thermique) et le sud (à prédominance hydraulique).

La géographie continentale du Brésil détermine un réseau de transport très particulier. La prédominance des ressources hydrauliques est basée sur un système constitué de grandes centrales et réservoirs, situés sur trois bassins hydrologiques éloignés des centres de

**Tableau N°5.4 : Les caractéristiques du transport en Amérique Latine et au Royaume Uni**

<b>Transport</b>	<b>Argentine</b>	<b>Brésil</b>	<b>Chili</b>	<b>Colombie</b>	<b>Pool Anglais</b>
Caractéristiques générales	Les entreprises de transport ne sont pas chargées de l'expansion. Ce sont les usagers.	Le système de prix est à la fois nodal et régional.	Libre négociation de péages et libre construction de lignes.	L'expansion est planifiée, mais elle est réalisée par la concurrence. Les entreprises de transport existantes ne sont pas chargées de l'expansion	La National Grid Company NGC est à la fois propriétaire du réseau, gestionnaire du système et, jusqu'en 2000 gestionnaire du Pool. C'est une société privée.
Libre accès	Les producteurs peuvent accéder librement au réseau.	L'accès est libre sur la capacité restante de transport	L'accès est libre, mais la négociation avec le seul monopole du transport est complexe. Les nouveaux agents assument les coûts de l'expansion.	L'accès est libre et sans restrictions pour les producteurs. Des fortes restrictions à cause des attentats.	L'accès est libre et sans restrictions pour les producteurs.
Mécanismes d'expansion	Les intéressés décident et l'ENRE accorde.	A la demande du ONS ou du CCPE, l'ANNEL détermine.	Réalisée par l'intéressé.	Planifiée et réalisée jusqu'aujourd'hui par le monopole public ISA.	Planifiés et réalisés jusqu'aujourd'hui par le monopole privé NGC.
Coûts de transport	Tarifification nodale. Charges par connexion et par capacité en fonction de la distance.	Tarifification nodale et régionale. Charges par connexion et par capacité en fonction de la distance.	Tarifification nodale.	Charges par connexion et par capacité en fonction de la distance.	Les coûts sont ajoutés au prix d'achat d'électricité, pour former le prix de vente. Les prix sont donc supportés par les distributeurs.

consommation. Ici, l'interconnexion nord-sud du transport et tout le système du transport lui-même devient urgente afin rendre le marché compétitif à l'égard de la production.

En Colombie, les restrictions générées par les limitations du transport favorisent le recours à des offres plus chères. Cette configuration réduit l'efficacité de la concurrence entre les producteurs et élève le prix final de l'énergie. En outre, bien que les attaques de l'infrastructure doivent être analysées dans un cadre socio-politique, elles affectent l'économie, en général, et surtout les acteurs de la chaîne électrique. Les effets sur le plan conjoncturel sont pourtant subis par les clients finaux qui payent les surcoûts générés.

En ce qui concerne la distribution en Amérique Latine, la tendance décroissante des prix du marché de gros ne semble pas avoir transféré ce bénéfice de manière significative aux tarifs pratiqués sur le marché de détail.

La politique tarifaire est l'un des facteurs clés du processus. En fait, du point de vue historique, elle a été déterminante dans chaque mutation qui a été mise en place. Durant les années 1980, avant la déréglementation par exemple, la manipulation des tarifs pour contrôler l'inflation fut l'un des facteurs à l'origine de la crise de l'ancien modèle étatique, parce qu'il a détruit sa capacité d'investissement.

Malgré la mise en place d'une nouvelle réglementation basée sur l'entreprise modèle (*Efficient Firm ou yardstick competition*), l'expérience de déréglementation n'a pas atteint les objectifs espérés. La définition de l'entreprise efficace implique des renseignements sur la firme réelle tout en sachant que les coûts dépendent, parmi d'autres facteurs, de la densité démographique et de la demande des clients.

Cependant, bien que les fixations tarifaires successives aient rendu explicite l'asymétrie d'information entre régulateurs et régulés, l'expérience chilienne a réussi à mettre en place ce système. Aujourd'hui, la concurrence par comparaison a été aussi introduite en Argentine. D'autre part, au Brésil, l'adhésion d'ANEEL à ce modèle, sur la base d'une « entreprise modèle », semblable à l'expérience chilienne, paraîtrait la plus pertinente.

En Colombie, deux grands problèmes ont mis en péril la participation du capital privé et affectent le MEM : la croissance des recettes non recouvrées des firmes de distribution et le manque de réglementation des mécanismes garantissant le paiement des transactions réalisées sur la bourse.

## LISTE DE SIGLES

AIC	Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas
AyE	Agua y Energía Eléctrica Société de l'Etat (Argentine)
ANEEL	Agence Nationale d'nergie Electrique (Brésil)
ATR	Accès des tiers au réseau
BANDES	Banque Nationale pour le Développement (Brésil)
CADE	Compagnie Argentine d'Electricité
CAMMESA	Compa��a Administradora del Mercado Mayorista Sociedad Anónima
CASPE	Comisión Administradora del Servicio P��blico de Electricidad
CATE	Compa��a Alemana Transatl��ntica de Electricidad (Argentine)
CDEC	Centre de Dispatching Economique de Charge (Chili)
CEDE	Centrales Electriques de l'Etat (Argentine)
CENS	Coût de l'énergie non fournie
CEP	Compagnie d'electricité de la Province de Buenos Aires Limited
CEPAL	Conférence Economique pour l'Amérique Latine
CFEE	Conseil Fédéral d'nergie Electrique (Brésil)
CGC	Chambre de Maîtrise de la Crise (Brésil)
CHADE	Compa��a Hispano Argentina de Electricidad
CHESF	Compagnie Hydroélectrique San Francisco (Brésil)
CIAE	Compa��a Italo-Argentina de Electricidad
CND	Centre National de Dispatching (Colombie)
CNE	Commission Nationale d'nergie (Chili et Colombie)
CNEA	Commission Nationale d'nergie Atomique (Argentine)
CON	Conseil d'Opération National
CORELCA	Corporation Electrique de la Côte Atlantique (Colombie)
CREG	Commission de Régulation d'Electricité et du Gaz (Colombie)
DGAyE	Dirección General de Agua y Energía
DISCO	Compagnie de Distribution (Distribution company)
EBASCO	Electric Bond and Share Power Co.
EBY	Entreprise Binationale Yacyret��
EDELAP	Entreprise Distributrice d'electricité de La Plata (Argentine)
EDENOR	Entreprise Distributrice d'electricité du Nord (Argentine)
EEB	Entreprise Electrique de Bogotá
ENDESA	Entreprise Nationale d'Electricité (Chili)
EDESUR	Entreprise Distributrice d'electricité du Sud (Argentine)
EFEE	Entreprise Fédérale d'nergie Electrique
ELETRORAS	Monopole Electrique Brésilien
ENDE	Entreprise Nationale d'nergie
ENRE	Ente National Régulateur de l'electricité (Argentine)
ENS	Energie non fournie
EPM	Entreprise Publique de Medellin (Colombie)
ERAM	Electricity Revenue Adjustment Mechanism
ESEBA	Entreprise Sociale d'nergie de Buenos Aires
FEN	Financiere Electrique Nationale (Colombie)
FFI	Fond Fédéral d'Investissement (Brésil)
FNEE	Fond National de l'nergie Electrique
GENCO	Compagnie de production (Generation Company)

GUMA	Grands Usagers Majeurs (Argentine)
GUME	Grands Usagers Mineurs (Argentine)
Hidronor	Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima
ICEL	Institut Colombien d'Electricité
IPP	Independent Power Producer
ISA	Interconnexion Electrique S.A. (Colombie)
JNT	Junte Nationale de Tarifs (Colombie)
LRMC	Coûts marginaux de long terme
MAE	Mercado Atacadista de Energia (Marché Grossiste d'Energie, Brésil)
MARGOT	Modèle Régionalisé de Planification du Système Interconnecté National Argentin
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista (Marché Electrique du Gross)
NETA	New Energy Trade Agreement (Angleterre)
OIS	Opérateur Indépendant du Système (Brésil)
PUHCA	Public Utility Holding Company Act
PURPA	Public Utilities Regulatory Policies Act
RPI	Retail Price Index
SADI	Système Argentin d'Interconnexion
SE	Secrétariat d'Energie de la Nation (Argentine, Colombie)
SEC	Secrétariat d'Electricité et Combustible (Chili)
SEE	Secrétariat d'Energie Electrique de la Nation
SEGBA	Services Electriques du Grand Buenos Aires Société Anonyme
SIN	Système Interconnecté National (Argentine, Chili et Colombie)
SINTREL	Système National de Transmission Electrique (Brésil)
SPPD	Sobrepeso por Potencia Puesta a Disposicion (Sur-prix par Puissance mise en disponibilité)
SPRF	Sobrepeso por riesgo de falla (Sur-prix par risque de faille)
SSPD	Super-intendance de Services Publics (Colombie)
STEEAT	Système de Transport d'énergie électrique à haute tension
STEEDT	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (Système de transport d'énergie électrique par Tronc de Distribution)
TRANSCO	Compagnie de Transmission (Transmission Company)
UPME	Unité de Planification Minière et Energétique Colombienne
VAD	Valor agregado de la distribución (Valeur Agrégée de Distribution)
YCF	Yacimientos Carboníferos Fiscales (Gisements fiscaux du charbon)

**Annexe n°2.1 : Les principaux indicateurs de la concentration**

Indicateurs absolus	Indicateurs relatifs
<p>Rapport de concentration : <math>\frac{100}{X} \sum_{i=1}^{N^x} X_i</math></p> <p>Moyenne arithmétique : <math>\bar{X} = X/N</math></p> <p>Moyenne géométrique : <math>\sqrt{X_1, X_2, \dots, X_n}</math></p> <p>Indice d'Hirschmann : <math>\frac{100}{X} \sqrt{\sum_{i=1}^N X_i^2}</math></p> <p>Indice d'Herfindahl : <math>\frac{1}{X} \sum_{i=1}^N \left( \frac{X_i}{X} \right)^2</math></p> <p>Indice de Niehans : <math>\sum_{i=1}^N \frac{X_i}{X} \log X_i</math></p> <p>Importance des <math>N^x</math> firmes : <math>F_{X_i} N^x / X</math></p> <p>Indice de Linda :</p> $\frac{1}{N^x (N^x - 1)} \sum_{i=1}^{N^x-1} \left( \frac{N^x - i}{i} \cdot \frac{F_{X_i}}{F_x N_x - F_{X_i}} \right)$	<p>Coefficient de dispersion D :</p> $\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})}{N \cdot \bar{X}}$ <p>Coefficient de variation V : <math>100 \cdot \sigma / N</math></p> <p>Coefficient d'asymétrie : <math>\frac{\bar{X} - \hat{X}}{\sigma}</math></p> <p>Coefficient (taux) de Gini :</p> $\frac{1}{2N_x} \sum [(i-1)F_{X_i} - iF_{X_i} - 1]$ <p>Indice d'entropie : <math>\sum_{i=1}^N X_i \log \frac{1}{X_i}</math></p>

Si  $N$  est le nombre d'unités considérées dans un ensemble,  $N^x$  les premières unités prises en compte dans cet ensemble,  $X$  la production totale de l'ensemble,  $X_i$  la production de chaque unité  $i$ ,  $\bar{X}$  la production moyenne des unités,  $\sigma$  la variance,  $F_{X_i}$  la valeur cumulée de la production jusqu'à l'unité  $i$ .

Source : Morvan, 1991, p90.

*Annexe n°3.1.1 : Faits déterminants de l'histoire électrique chilienne*

<b>année</b>	<b>Faits déterminants de l'histoire électrique chilienne</b>
<b>1883</b>	Installation d'une petite centrale à Santiago pour l'éclairage de la Place d'Armes Chivilingo : première centrale hydroélectrique, 250KVA, turbine Pelton, chute 110m
<b>1897</b>	« Compania de Luz Eléctrica de Punta Arenas », première entreprise électrique
<b>1897</b>	Central thermique « Mapocho »
<b>1900</b>	Inauguration des tramways électriques
<b>1900</b>	Première ordonnance sur l'inspection technique des entreprises et les installations électriques
<b>1904</b>	Mise en œuvre de la centrale « Florida », avec 14,7 MW de capacité installée
<b>1909</b>	Mise en œuvre de la première ligne de haut voltage 110 kV
<b>1915</b>	Inauguration du chemin de fer
<b>1916</b>	Première Loi Générale de Services Electriques
<b>1925</b>	Mise en œuvre de la centrale « Queltehues », de 40 MW
<b>1928</b>	Deuxième Loi Générale de Services Electriques
<b>1931</b>	Publication du règlement des concessions, Ministère de l'Intérieur
<b>1934</b>	Publication du règlement d'exploitation électrique, Ministère de l'Intérieur
<b>1935</b>	Troisième loi Générale de Services Electriques
<b>1959</b>	Publication du règlement d'installations électriques, Ministère de l'Intérieur
<b>1971</b>	Quatrième loi générale de Services Electriques, qui a reçu plusieurs modifications dans les années 1982, 1984, 1985, 1987, 1988, et 1990
<b>1982</b>	Publication du règlement d'installateurs électriques des lieux de spectacles publics
<b>1983</b>	Publication du règlement pour la coordination de la gestion opérationnelle de centrales électriques et de lignes de transport
<b>1986</b>	Publication du règlement organique de la Super-intendance d'électricité et de combustibles

*Annexe n°3.1.2 : Les cinq systèmes interconnectés chiliens et leurs caractéristiques*

<b>Système interconnecté</b>	<b>Région</b>	<b>Longueur (Km)</b>	<b>Energie annuelle [GWh]</b>	<b>Puissance installée [MW]</b>
SING Nord Grand	Arica-Antofagasta	4 067	9 851	3 450,92
SIC Central	Taltal- Chiloé	11 182	30 765	6 574,7
Aysen	Coyhaique	250	74,7	17,1
Magallanes	Punta Arenas	30	154,89	65
Isla de Pascua	Isla de Pascua		4,4	3
<b>TOTAL</b>			<b>40 849,99</b>	<b>10 110,72</b>

Source : Super-intendance d'Electricité et de Combustibles SEC,2001.

**Annexe 3.1.3 : La privatisation de CHILECTRA et d'ENDESA**

<b>Année</b>	<b>CHILECTRA</b>	<b>ENDESA</b>
<b>1980</b>	Restructuration totale et division en trois entreprises, une de génération, CHILGENER, et deux de distribution, CHILEMETRO et CHIQUINTA.	Appel d'offre publique de vente pour les deux entreprises de distribution d'ENDESA : SAESA et FRONTEL (région du sud).
<b>1981</b>	Du fait du haut niveau de « pertes noires », création d'un programme spécial de réduction.	Division de entreprise en neuf filiales de distribution.
<b>1982</b>	Vente des actions de l'entreprise à la bourse.	Enregistrement en société anonyme et vente des actions à la bourse.
<b>1983</b>		Constitution de trois filiales indépendantes de génération mises à la vente.
<b>1985</b>	Des actions sont offertes aux travailleurs.	Constitution de la firme de génération indépendante COLBUN.
<b>1986</b>	Participation en actions des travailleurs jusqu'à 5.2%. Vente par appel d'offre publique de trois petites centrales appartenant à CHILGENER (20 MW en total). Ventes successives des actions à la fin de l'année. Privatisation de 62 % de CHILECTRA.	L'état absorbe 500 millions de dollar de dette externe. Vente de Pilmaiquen 39 MW et Pullinque 45 MW.
<b>1987</b>	Privatisation totale des trois entreprises constituées, en 1980, à partir de CHILECTRA.	Début de la vente des actions.
<b>1988</b>		Privatisation de toutes les filiales de distribution d'ENDESA, par vente des actions, entre les années 1987 et 1988, et selon le prix initial déterminé par CORFO.
<b>1989</b>		Privatisation totale d'ENDESA, y compris son système de transmission.

*Annexe 3.1.4 : Chronologie de la crise électrique chilienne (1998-99)*

<b>DATE</b>	<b>CRONOLOGIE (1998-99)</b>
7 Juillet	La manque de pluie menace l'équilibre du SIC à la fin du mois. ENDESA assure d'avoir les ressources suffisantes pour satisfaire la demande et accuse ses concurrents, GENER et COLBUN, de retarder la mise en service de leurs centrales à cycle combiné.
Moitié Juillet	L'ENDESA informe la Direction d'œuvres Hydrauliques DOH que le Chili est proche d'une crise électrique. A fin de l'éviter, ENDESA demande la livraison anticipée de 500 millions de mètres cubes d'eau.
19 Juillet	La CNE critique le manque d'accord des entreprises de production pour envisager la crise.
30 Juillet	Le Gouvernement signale que la situation de la sécheresse ne mérite pas de coupures ; mais la CNE indique l'obligation des producteurs de produire avec leurs centrales thermiques en capacité maximale, « en prenant les coûts qui soient nécessaires ».
5 Août	Il est accordé à ENDESA 200 millions de mètres cubes d'eau. Selon la Secrétaire Exécutive de la CNE, la décision du CDEC-SIC a permis à ENDESA l'usage d'une quantité excessive d'eau.
6 Septembre	Selon les entreprises, les centrales Nehuenco (379 MW) de COLBUN et San Isidro (5379 MW) d'ENDESA sont prêtes à éviter le déficit. La pluie amène la CNE à déclarer qu'il n'y aura aucun déficit énergétique en 1998.
24 Septembre	Les firmes de production s'aperçoivent que les prix de nœud ne prennent pas en compte la pénurie de l'eau et préparent des propositions réglementaires pour aménager le système.
4 Novembre	Il est annoncé d'importantes difficultés de la centrale San Isidro.
5 Novembre	La centrale Ventanas 2 (200 MW) de GENER est hors de service en raison d'un entretien nécessaire.
11 Novembre	L'entrée en service de la centrale Nueva Renca (379 MW) de GENER est retardée. Au total, Nehuenco, San Isidro, Nueva Renca et Ventanas 2 développent 1716 MW de capacité indisponible.
11 Novembre	La crise est déclarée et des coupures commencent à apparaître. La centrale Sand Isidro (379 MW) d'ENDESA est en panne.
14 novembre	La centrale Nehuenco doit être mise en service, mais son entrée est déplacée au 21, 24, et au 30 novembre.
15 Décembre	Une première série de coupures s'achève.
Janvier-Fevrier	Selon l'Institut National de Statistique, la production d'énergie augmente de 7.8% par rapport la même période en 1998.
31 Mars	Après plus de cent jours de service continu, les coupures recommencent.
Fin Juin	Fin de la crise.

*Annexe n°3.2.1 Traits historiques du secteur électrique argentin*

<b>Années</b>	<b>Faits déterminants du secteur électrique</b>
<b>1887</b>	Création des services d'électricité à Buenos Aires par l'initiative privée.
<b>1901</b>	Constitution de CATE (Compagnie Allemande d'Electricité).
<b>1907</b>	CATE reçoit une concession pour délivrer le service au niveau municipal pour une période de 50 ans.
<b>1912</b>	Constitution de la CIAE (Compagnie Italo Argentina d'Electricité).
<b>1921</b>	CATE transfère sa concession à CHADE (Compagnie Hispano Argentina d'Electricité)
<b>1926</b>	Constitution de la première coopérative d'électricité, Punta Alta – Blanca.
<b>1936</b>	La CHADE transfère sa concession à la CADE (Compagnie Argentine d'électricité).
<b>1938</b>	Signature de l'accord entre l'Argentine et l'Uruguay pour le développement du projet Salto Grande
<b>1943</b>	Création de la Direction Nationale d'Energie DNE, par le décret-loi 12648
<b>1943</b>	La DNE crée la Direction Générale de Centrales Electriques d'Etat CEDE
<b>1947</b>	Fusion de la Direction Générale d'Irrigation et de la CEDE, dans la Direction Générale de l'Eau et de l'Energie DGAYE
<b>1950</b>	Création de la Commission Nationale d'Energie Atomique.
<b>1950</b>	Transformation de la DGAYE en l'Entreprise Nationale d'Energie ENDE
<b>1957</b>	Transformation de la ENDE en « Agua y Energía » Entreprise Electrique de l'Etat.
<b>1958</b>	Constitution de SEGBA S.A. (Services Electrique du Grand Buenos Aires) avec la participation de l'Etat, de CADE et de la Compagnie d'Electricité de la Province de Buenos Aires – CEP.
<b>1960</b>	Promulgation de la loi 15336 de l'Energie Electrique.
<b>1961</b>	Nationalisation de la SEGBA S.A.
<b>1967</b>	Création de du monopole public HIDRONOR S.A.
<b>1973</b>	Signature du traité de Yacyretá pour développer un projet hydro-électrique.
<b>1979</b>	Nationalisation de la CIAE et fusion avec la SEGBA S.A.
<b>1979</b>	Mise en service des premières unités de Salto Grande
<b>1980</b>	Démarrage du transfert aux provinces des actifs de « AyE »
<b>1989</b>	Loi d'urgence économique n° 23697 et de Reforme de l'Etat n° 23696.
<b>1992</b>	Nouvelle loi du secteur électrique n°24.065 avec les bases pour la déréglementation
<b>1992</b>	Privatisation de SEGBA S.A.
<b>1993</b>	Démarrage du processus de privatisation du secteur électrique au niveau provincial et national.

*Annexe n°3.2.2 : Puissance installée et niveaux de réserve en Argentine*

Année	Puissance installée (MW)	Puissance maximale demandée (MW)	Réserve de puissance (%)	Production thermique Indisponible (%)	Energie totale produite (GWh)
1970	4859	3361	30.83		16805
1971	5823	3729	35.96		18646
1972	5618	4081	27.36		20404
1973	6505	4322	33.56		21608
1974	7228	4608	36.25		23040
1975	7281	4876	33.03		24563
1976	7880	4967	36.97		25215
1977	8106	5317	34.41		27197
1978	9248	5673	38.66		29235
1979	9570	6359	33.55		33019
1980	10084	6817	32.4	21.8	35667
1981	10992	6680	39.2	15.9	35213
1982	11524	6811	40.9	17.5	36174
1983	12896	7268	43.6	17.9	38899
1984	13322	7571	43.2	18.7	40827
1985	13991	7637	45.4	23.6	41492
1986	14295	8216	42.5	30.0	44900
1987	14634	8714	40.5	29.2	48064
1988	14922	8501	43.0	34.4	47249
1989	15210	8292	45.5	34.4	45838
1990	15210	8550	43.8	n.d.	46567
1991	15597	8815	43.5	n.d.	50121
1992	15439	n.d.	n.d.	51.9	52300
1993	16276	9222	43.3	41.2	57866
1994	17650	9568	45.8	38.7	61143
1995	18519	9897	46.6	28.3	62809
1996	19253	10032	47.9	27.5	64935
1997	20552			21,8	67506
1998	21780			24,4	68173
1999	22070			26,4	73169
2000	23221			25,6	79969
2001	24913	14061	43,55	20	81298

Source : Bastos et Abdala (1995), Secretaría de Energía et ENRE.

*Annexe n°3.2.3 : Production d'énergie et pertes de transport et de distribution*

<b>Année</b>	<b>Energie produite (GWh)</b>	<b>Energie facturée (GWh)</b>	<b>Pertes (%)</b>
<b>1970</b>	16805	13798	17.89
<b>1971</b>	18646	15222	18.36
<b>1972</b>	20404	16868	17.33
<b>1973</b>	21608	18055	16.44
<b>1974</b>	23040	19092	17.14
<b>1975</b>	24563	20419	16.87
<b>1976</b>	25215	21101	16.32
<b>1977</b>	27197	22546	17.10
<b>1978</b>	29235	23891	18.28
<b>1979</b>	33019	27592	16.44
<b>1980</b>	35667	29449	17.4
<b>1981</b>	35213	29117	17.3
<b>1982</b>	36174	29666	18.0
<b>1983</b>	38899	31545	18.9
<b>1984</b>	40827	33092	18.9
<b>1985</b>	41492	32839	20.9
<b>1986</b>	44900	35502	20.9
<b>1987</b>	48064	38396	20.1
<b>1988</b>	47249	38390	18.7
<b>1989</b>	45838	36159	22.1
<b>1990</b>	46567	36526	22.1
<b>1991</b>	50121	38552	22.0
<b>1992</b>	52300	41363	16.7
<b>1993</b>	57866	44536	17.4
<b>1994</b>	61143	48265	16.2
<b>1995</b>	62809	51452	14.0
<b>1996</b>	64935	54281	15.1

Source : Abdala et Bastos (1995) et Secretaría de Energía

*Annexe n°3.2.4 : Energie facturée, pertes techniques et pertes noires\**

<b>Année</b>	<b>Energie produite GWh</b>	<b>Energie facturée au réseau (%)</b>	<b>Consommation du réseau (%)</b>	<b>Pertes techniques (%)</b>	<b>Pertes noires (%)</b>
1979	1883	83.1	4.4	12.6	1.4
1980	2065	83.1	4.7	12.3	1.1
1981	2248	82.4	3.4	14.2	3.0
1982	2349	82.4	4.6	13.0	1.8
1983	2583	81.1	4.4	14.4	3.2
1984	2673	81.6	3.7	14.7	3.5
1985	2711	83.1	2.7	14.2	3.0
1986	2966	82.3	1.8	15.9	4.7
1987	3086	81.7	2.1	16.2	5.0
1988	3586	81.6	2.6	15.8	4.6
1989	2927	79.4	3.1	17.5	6.3
1990	2960	78.4	2.1	19.5	8.3
1991	3251	79.0	2.3	18.8	7.6

Source : Journal La Voz del Interior 26/9/92 \*Pertes noires sont les pertes dues au piratage

*Annexe n°4.1.1: Projets développés par entreprise en Colombie, entre 1980 et 1987*

<b>Année</b>	<b>Unité de production</b>	<b>Entreprise</b>	<b>Capacité installée (MW)</b>
1980	Centrale Thermique de Barranquilla	CORELCA	132
	Centrale Thermique de Cartagena	CORELCA	66
1981	Centrale Thermique de Zipaquira IV	ISA-EEB	66
1982	Centrale Thermique Paipa III	ICEL	66
	Centrale Hydraulique de Chivor II	ISA	500
	Centrale turbo-gaz de Chinu	ISA	130
	Centrale turbo-gaz de Barranca	ICEL	50
	Centrale Hydraulique d'Ayura	EPM	19
1983	Centrale Thermique Guajira I	CORELCA	150
	Centrale Hydraulique de San Carlos I	ISA	620
	Centrale Hydraulique de Mesitas	EEB	600
	Centrale Thermique de Zipaquira V	ISA	66
1984	Centrale Thermique Tasajero	ICEL	150
	Centrale Hydraulique de Jaguas	ISA	170
	Centrale Hydraulique Salvajina	CVC	180
	Centrale Hydraulique de Calderas	ISA	15
	Centrale Hydraulique de San Carlos II	ISA	620
	Centrale Thermique Guajira II	CORELCA	150
	Centrale Hydraulique Guadalupe IV	EPM	210
	1986	Centrale Hydraulique Playas	EPM
Centrale Hydraulique Betania		ICEL	500
Centrale Hydraulique Guavio		EEB	1000

Source : Pombo, 2001, p687.

**Annexe 4.1.2 : Formation des prix au consommateur en Colombie**

<b>ACTIVITE</b>	<b>COUTS</b>	<b>COUTS A RECUPERER</b>
Production	Coût de production	Il doit récupérer : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les coûts d'investissement, AOM (administration, opération et entretien) dus à la production de l'énergie et de la puissance.</li> <li>- Les taux de la Loi Environnementale.</li> <li>- Les charges de participation sur le MM, comme : (1) paiement au producteur pour les restrictions du réseau, (2) charges pour la gestion des comptes du MM et (3) charges pour les services du dispatching et coordination (CND et CRDs) par le générateur.</li> <li>- Paiement du producteur pour services de régulation et contrôle (CREG et SSP).</li> </ul>
Transport	Coût de transmission nationale	Il doit récupérer : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les coûts d'investissement, AOM dus à la transmission de l'énergie et de la puissance. Ces coûts se manifestent par les charges d'utilisation de STN payés par les producteurs et les commerçants, qui prennent en compte la localisation de la centrale et celle de la charge, ainsi que la condition hydrologique et les caractéristiques de la courbe de la charge.</li> <li>- Les coûts des pertes d'interconnexion.</li> <li>- Paiements du producteur pour les services de régulation et de contrôle (CREG et SSP).</li> </ul>
Distribution	Coût de transmission régionale et de distribution locale	Il doit récupérer : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les coûts d'investissement, coûts AOM dus à la transmission régionale et la distribution locale de l'énergie et de la puissance, jusqu'au niveau de tension du consommateur. Ces coûts se manifestent à travers les charges d'utilisation du Système de Transmission Régionale- STR, et du Système de Distribution Locale – SDL, reçus par les propriétaires des réseaux (distributeurs).</li> <li>- Les coûts de connexion qui payent les distributeurs aux transporteurs.</li> <li>- Les coûts de pertes de distribution permis par la CREG aux distributeurs.</li> <li>- Paiements du distributeur pour les restrictions régionales et déterminés par la CREG.</li> <li>- Paiement du distributeur pour services de régulation et de contrôle (CREG et SSP).</li> </ul>
Commercialisation	Coût de commercialisation	-Les charges de participation au MM comme : (1) paiement au commerçant pour les restrictions du réseau, (2) charges pour l'administration des comptes au MM et (3) charges pour les services de dispatching et de coordination (CND et CRDs) par le générateur. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marge de commercialisation.</li> <li>- Paiement du commerçant pour les services de régulation et contrôle (CREG et SSP).</li> </ul>
Solidarité		Subventions croisées. Pourcentage additionnel sur l'addition des coûts précédents pour subventionner les consommateurs résidentiels défavorisés.
Subvention		Donnés aux souscripteurs résidentiels de niveaux socio-économiques basses (1,2 et 3).

*Annexe n° 4.1.3 Privatisation de l'industrie électrique colombienne 1996-1997*

Compagnie/ Centrale Hydroélectrique	Capacité de Génération MW	Type de Production	Prix de la Transaction USD millions.	Vendeur	Acheteur	Partage de la propriété %	Origine de l'investisseur
Betania	500	Hydro	497	ICEL	ENDESA	100	Chili
Chivor	1000	Hydro	645	ISA	CHM GENER	100	Chili
Tasajero	150	Thermo charbon	30	ICEL	Cooperative-Sector	58	Colombie
Thermo Cartagena	180	Thermo charbon	15	Corelea	Electricité-Caracas	15	Venezuela
					Cooperative-Sector	85	Colombie
EPSA-Production	772 210	Hydro Thermo- Gaz	535	CVC	Houston Industries	56	Etats Unis
EPSA-Distribution					Electricité-Caracas		Venezuela
EEB-Production	2312 104	Hydro	810	EEB	Capital-Energia Holding (EMGESA)	48.5	Chili-Espagne
EEB-Distribution		Thermo charbon	1085	EEB	Luz-Bogota Holding (CODENSA)	48.5	Chili-Espagne
EEB Transmission			141 141	EEB EEB	Capital-energia Holding Luz-bogota Holding (EEB-Head Quarters)	5.5 5.5	Chili-Espagne Chili-Espagne
Secteur Privé (MW) Total(MW)	3.552 5.228						
Capacité Installée SIN 1996-1997 (MW) PS/EC (%)	10.800 32.9	3.899					

*Annexe n°4.2.1 : Faits déterminants du secteur électrique brésilien*

<b>Année</b>	<b>Faits historiques du secteur électrique brésilien</b>
<b>1879</b>	Thomas Alva Edison reçoit la concession pour introduire l'électricité au Brésil
<b>1881</b>	Inauguration de l'éclairage électrique à Rio de Janeiro.
<b>1883</b>	Mise en service de la première centrale hydroélectrique sur la rivière « do inferno », ville de Diamantina.
<b>1889</b>	Mise en service de la centrale hydroélectrique Marmelos-Zero.
<b>1892</b>	Inauguration du train électrique à Rio de Janeiro.
<b>1899</b>	Création au Canada de la firme Sao Paulo Railway, Light and Power.
<b>1903</b>	Promulgation de la première loi électrique.
<b>1904</b>	Création en Toronto de la firme Rio de Janeiro Tramway, Light and Power.
<b>1908</b>	Mise en service de la centrale Fontes Velha, l'une des plus grandes du monde.
<b>1912</b>	Création en Toronto du groupe Brazilian Traction, Light and Power, fusion des groupes Light.
<b>1913</b>	Mise en service de la centrale hydraulique Delmiro Gouveia, sur le bassin du Sao Francisco.
<b>1927</b>	La firme American and Foreign Power AMFORP s'installe au Brésil en contrôlant de nombreuses entreprises aux alentours de Sao Paulo.
<b>1934</b>	Promulgation du Code des Eaux par le président Getulio Vargas, afin d'assurer le contrôle par l'Etat des concessions d'énergie électrique.
<b>1939</b>	Création par le président Getulio Vargas du Conseil National de l'eau et de l'énergie CNAE, organisme régulateur du secteur électrique.
<b>1940</b>	Réglementation des centrales thermiques.
<b>1941</b>	Réglementation du calcul des tarifs électriques sur la base du coût historique, en fixant le taux de rendement des investissements à 10%.
<b>1945</b>	Création en Recife du premier monopole au niveau fédéral, la Compagnie Hydroélectrique de Sao Francisco CHESF.
<b>1952</b>	Création de la Banque de Développement Economique BNDE, censée d'agir dans les secteurs de l'énergie et du transport.
<b>1954</b>	Mise en service de la première centrale hydroélectrique sur la rivière Sao Francisco.
<b>1956</b>	Création d'Escelsa, dans l'Etat d'Espirito Santo, plus tard transférée à l'Etat Fédéral en faisant partie d'Eletrobras.
<b>1957</b>	Création de FURNAS afin d'approvisionner en énergie à la région du Sud-est avec l'énergie hydraulique du Rio Grande do Sul.
<b>1960</b>	Création du Ministère des Mines et de l'énergie MME.
<b>1961</b>	Création du monopole public Eletrobras par le président Janio Quadros.
<b>1965</b>	Création du Département National de l'eau et de l'énergie DNAE afin de réglementer le secteur électrique du pays.
<b>1968</b>	Création d'Eletrosul dépendant du holding Eletrobras.
<b>1969</b>	Création du Comite Coordinateur d'opération Interconnectée CCOI, afin de diminuer les problèmes de gestion et d'intégrer les firmes du secteur.
<b>1971</b>	Création de la Réserve Globale de Réversion RGR, mécanisme de financement du secteur par récupération de fonds aux producteurs, pour financer à travers le Fond de Financement du Secteur Electrique, FINES.
<b>1973</b>	Création de l'entreprise binationale ITAIPU pour utiliser l'énergie hydraulique de la rivière Parana. Création d'Eletrobrás, Nuclebras (énergie nucléaire) et du

	Centre de Recherche de l'énergie électrique CEPEL.
<b>1979</b>	Après 80 ans d'exploitation, Light a été nationalisée.
<b>1981</b>	Etablissement du système de tarif par le coût marginal, par le décret n°1.872.
<b>1982</b>	Création du Groupe Coordinateur de Planification du Système Electrique GCPS.
<b>1984</b>	Mise en service de la centrale ITAIPU la plus grande du monde.
<b>1985</b>	Création du Programme National de Conservation d'énergie électrique PROCEL afin de rationaliser l'usage de l'énergie électrique. Mise en service de la centrale nucléaire Angra I.
<b>1986</b>	Mise en service du système de transmission Sud-sud-est, le plus grand de l'Amérique du sud, afin de transporter l'énergie produite par Itaipu.
<b>1995</b>	Les entreprises d'Eletrobras sont mises en vente pour privatiser. Privatisation d'Escelsa.
<b>1997</b>	Itaipu a atteint le record de 88.560 GWh, le majeur pour une seule centrale dans le monde.
<b>1998</b>	Création du Marché grossiste d'électricité, « O mercado Atacadista de Energia » MAE. Etablissement de règles d'organisation de l'opérateur National du Système électrique ONS pour substituer au Groupe Coordinateur d'opération Interconnectée GCOI.
<b>1999</b>	Interconnexion nord-sud.
<b>2000</b>	Mise en service de la centrale nucléaire Angra II.

Source : Centro de Memoria da Eletricidade no Brasil, Memoria da Eletricidade, 2003 et Ferraire Melo, 1999.

*Annexe n°4.2.2: Centrales Hydroélectriques au Brésil (à partir de 100 MW)*

<b>Centrales Hydroélectriques</b>	<b>Rivière/ fleuve</b>	<b>Bassin</b>	<b>Municipalité proche</b>	<b>Capacité (MW)</b>
Itaipu	Paraná	Paraná	Foz do Iguaca	13,320
Tucuruí	Tocantins	Tocantins	Tucuruí	4,240
Paulo Alfonso I-IV	São Francisco	São Francisco	Paulo Alfonso	3,984
Ilha Solteira	Paraná	Paraná	Ilha Solteira	3,444
Xingo	São Francisco	São Francisco	Caninde de São Francisco	3,000
Itumbiara	Paranaíba	Paraná	Arapora	2,082
Sergio Motta (Porto Primavera)	Paraná	Paraná	Rosana	1,814
Sao Simao	Paranaíba	Paraná	Santa Vitoria	1,710
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto	Iguaçu	Paraná	Pinhão	1,676
Jupia (Souza Dias)	Paraná	Paraná	Castilho	1,551
Itaparica (Luis Gonzaga)	São Francisco	São Francisco	Petrolandia	1,500
Itá	Uruguai	Uruguai	Rio Grande do Sul	1,450
Marimbondo	Grande	Paraná	Fronteira	1,440
Salto Santiago	Iguaçu	Paraná	Barrio Tatuquara	1,420
Agua Vermelha	Grande	Paraná	Indiaporá	1,396
Serra da Mesa	Tocantins	Tocantins	Minacu	1,275
Segredo	Iguaçu	Paraná	Pinhão	1,260
Salto Caxias	Iguaçu	Paraná	Capitão Leonidas Marques	1,240
FURNAS	Grande	Paraná	São João Batista Gloria	1,216
Emborcação	Paranaíba	Paraná	Araguari	1,192
Salto Osorio	Iguaçu	Paraná	Quedas do Iguaçu	1,078
Sobradinho	São Francisco	São Francisco	Sobradinho	1,050
Luiz Carlos Barreto de Carvalho (Estreito)	Grande	Paraná	Pedregulho	1,050
Henry Borden	Pinheiros	n/a	Cubatão	899
Tres Irmaos	Tiete	Paraná	Pereira Barreto	808
Capivara (Cachoeira Dourada)	Paranaíba	Paraná	Taciba	658
Taquaruca	Paranápanema	Paraná	Sandovalina	554
Nova Ponte	Araguari	Paraná	Nova Ponte	510
Itaúba	Jacuí	Uruguai	Itaúba	500
Mascarenhas Moraes	Grande	Paraná	Ibiraci	476
Volta Grande	Grande	Paraná	Conceição	450
Moxoto (Apolonio Sales)	São Francisco	São Francisco	Delmiro Gouveia	440
Jaguara	Grande	Paraná	Sacramento	424
Chavantes	Paranápanema	Paraná	Chavantes	414
Tres Marias (Bernardo Mascarenhas)	São Francisco	São Francisco	Tres Marias	396
Miranda	Araguari	Paraná	Indianapolis	390
Volta Grande	Grande	Paraná	Conceição da Alagoas	380

Corumba I	Corumba	Paraná	Caldas Novas	375
Rosana	Paranápanema	Paraná	Rosana	372
Nova Avanhandava	Tiete	Paraná	Buritama	347
Porto Colombia	Grande	Paraná	Planura	320
Forcacava	n/a	n/a	n/a	280
Promissao (Mario Lopes Leão)	Tiete	Paraná	Promissao	264
Governador Parigot de Souza	Capivari	Atlantico Sudeste	Antonina	252
Balbina	Uatumá	Amazonas	Presidente Figu	250
Boa Esperanca (Castelo Branco)	Parnaiba	Atlantico Norte/Nordest e	Guadalupe	235
Passo Fundo	Passo Fundo	Uruguai	Entre Rios do Sul	226
Funil	Paraiba do Sul	Atlantico Leste	Itatiaia	216
Igarapava	Grande	Paraná	Igarapava	210
Lages	n/a	n/a	n/a	162
Passo Real	Jacuí	Uruguai	n/a	158
Mascarenhas	Doce	n/a	Baixo Guandu	154
Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Tiete	Paraná	Bariri	143
Barra Bonita	Tiete	Paraná	Barra Bonita	141
Guilman Amorim	Piracicaba	n/a	Nova Era	140
Ibitinga	Tiete	Paraná	Ibitinga	131
Dona Francisca	Jacuí	Uruguai	Agudo	125
Euclides da Cunha	Pardo	Paraná	Sao José do Rio Pardo	108
Americo Renee Gianetti	n/a	n/a	Braunas	104
Rio de Janeiro	n/a	n/a	n/a	102
Ponte Coberta	n/a	n/a	n/a	100

Sources : ANNEL et Utility data Institute. n/a – non disponible

*Annexe n°4.2.3 : Entreprise de production et de distribution électriques et organisation régional au Brésil*

<b>Entreprise de production d'Eletrobras</b>	<b>Région</b>	<b>Etat</b>	<b>Entreprises de distribution</b>	<b>Consommation annuelle (GWh)</b>
Eletronorte	North	Acre	Eletroacre	15,985
		Amapa	Cea	
		Amazonas	Ceam	
		Maranhão	Cemar	
		Mato Grosso	Cemat	
		Para	Celpa	
		Rondonia	Ceron	
		Roraima	Cer	
		Tocantins	Celtins	
CHESF	Northeast	Alagoas	Ceal	49,462
		Bahia	Coelba	
		Ceara	Coelce	
		Paraiba	Saelpa & Celb	
		Pernambuco	Celpe	
		Piaui	Cepisa	
		Rio Grande do Norte	Cosern	
		Sergipe	Sulgipe & Energipe	
Eletronorte Eletrosul, and FURNAS	Central West	Mato Grosso	Cemat	16,555
		Mato Grosso do Sul	Enersul	
FURNAS	Southeast	Federal District, Rio de Janeiro, Espírito Santo, São Paulo, Tocantins, and 83% of services at Itaipu		174,565
Eletrosul	South	Mato Grosso do Sul	Enersul	49,003
		Paraná	Copel	
		Rio Grande do Sul	CEEE, RGE, and EAES Sul	
		Santa Catarina	Celesc	

Source : Eletrobras, CHESF, Eletronorte, Electronuclear, Electrosul, FURNAS, et le Ministère de Mines et de l'énergie du Brésil.

*Annexe n°4.2.4: La privatisation et le marché brésilien*

<b>Entreprises de Distribution</b>	<b>Marché desservi (%)</b>	<b>Région de concession</b>	<b>Propriété</b>	<b>Producteur principal</b>
CEAM	0.12	Etat de Amazonas	Propriété publique	Eletronorte
Eletroacre	0.11	Etat d'Acre	Propriété publique	Eletronorte
Ceron	0.34	Etat de Rondonia	Propriété publique	Eletronorte
CER	0.01	Etat de Roraima	Propriété publique	Eletronorte
Celpa	1.16	Etat de Pará	Privatisée	Eletronorte
CEA	0.14	Etat d'Amapá	Propriété publique	Eletronorte
Cemat	0.89	Etat de Mato Grosso	Privatisée	Eletronorte
Cemar	0.74	Etat de Maranhao	Propriété publique	Eletronorte
Eletronorte	5.31	Région du Nord	Propriété publique	Eletronorte
Cepisa	0.43	Etat de Piauí	Propriété publique	Chesf
Celtins	0.19	Etat de Tocantins	Privatisée	Eletronorte
Coelba	3.06	Etat de Bahia	Privatisée	Chesf
Coelce	1.77	Etat de Ceará	Privatisée	Chesf
Cosern	0.83	Etat de Rio Grande du Nord	Privatisée	Chesf
Saelpa	0.66	Etat de Paraiba	Privatisation en cours	Chesf
Selpe	2.39	Etat de Pernambuco	Privatisation en cours	Chesf
CEAL	0.61	Etat d'Alagoas	Privatisation en cours	Chesf
Energipe	0.54	Etat de Sergipe	Privatisée	Chesf
CELG	2.02	Etat de Goiás	Propriété publique	Furnas/CDSA
CEB	1.16	Region du District Federal	Propriété publique	Furnas
CEMIG	12.56	Etat de Minas Gerais	Joint venture public-privé	Auto-production
CESP <sup>1</sup> , CPFL, Bandeirante Eletropaulo, Elektro	31.24	Régions de l'Etat de Sao Paulo	Privatisée	CESP
Light, CERJ	10.52	Rio de Janeiro	Privatisée	Furnas
Escelsa	2.02	Etat d'Espirito Santo	Privatisée	Furnas
Enersul	0.92	Etat de Mato Grosso do Sul	Privatisée	Gerasul
Copel	5.24	Etat de Paraná	Privatisation en cours	Auto-production
Celsec	3.71	Etat Santa Catarina	Propriété publique	Gerasul
CEEE	1.98	Rio Grande do Sul	Privatisée	Gerasul
Autres	9.33	De nombreux lieux	Entreprises privées et coopératives	Divers

Source : Mendonça A. et Dahl C., 1999, p.76

*Annexe n°4.2.5: Entreprises d'ELETROBRAS chargées de la production et du transport*

<b>Entreprise</b>	<b>Etats desservis</b>	<b>Population</b>	<b>Capacité installée (MW)</b>	<b>Infrastructure de Transmission et de Distribution</b>
CHESF (Companhia HidroElétrica do São Francisco)	Alagoas, Bahia, Ceara, Paraíba, Sergipe, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte	40 millions	10.705	17,000 km (138,230,500 kV)
Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.)	Acre, Amazonas, Amapá, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondonia, Roraima, Tocantins	13 millions	5.952	12,171 km (138,230,500 kV) (7,335 km transmission; 4,836 km distribution)
Eletronuclear (Eletrobras Termonuclear S.A.)	Rio de Janeiro	n/a	1.966	Zero (production seulement)
Eletrósul (Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.)	Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul, Paraná	25,5 millions	zero	8,570 km (2,310 km – 525 kV 4,393 km – 230 kV 1,803 km – 138 kV moins de – 132 & 56.2 kV)
FURNAS (FURNAS Centrais Elétricas S.A.)	Federal District, Rio de Janeiro, Espírito Santo, São Paulo, Tocantins, et 83% de Services en Itaipu	86 millions	9.290	18,000+ km (138,600,750 kV)

Fuentes: Eletrobras, CHESF, Eletronorte, Eletronuclear, Eletrósul, FURNAS. n/a – non disponible

*Annexe n°4.2.6: Capacité installée au Brésil entre 1990-2000 (en GW)*

<b>Source</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
Hydroélectrique	44.80	45.56	46.62	47.71	48.60	49.93	51.31	53.43	54.89	56.76	59.00
Nucléaire	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
Géothermique/ Solaire/Eolienne Biomasse	2.00	2.05	2.06	2.06	2.09	2.12	2.12	2.23	2.23	2.34	2.75
Thermique conventionnelle	4.67	4.78	4.81	4.73	4.88	4.94	4.95	5.21	5.20	5.46	6.43
<b>Capacité totale</b>	<b>52.13</b>	<b>53.05</b>	<b>54.14</b>	<b>55.13</b>	<b>56.23</b>	<b>57.64</b>	<b>59.04</b>	<b>61.53</b>	<b>62.97</b>	<b>65.21</b>	<b>68.83</b>

Source: DOE/EIA (2002)

**Annexe n°4.2.7: Energie produite et consommée au Brésil entre 1999-2000 (en GWh)**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<i>Production</i>	219.6	231.2	238.4	248.6	256.6	271.8	287.1	303.5	317.1	327.0	342.3
<i>Hydroélectrique</i>	204.6	215.6	221.1	232.7	240.3	251.4	263.1	276.2	288.6	290.0	304.5
<i>Nucléaire</i>	1.9	1.4	1.7	0.4	0.1	2.4	2.3	3.0	3.1	3.8	4.9
<i>geo/solaire/éolienne/bio</i>	4.9	5.3	6.6	6.7	7.2	7.4	8.5	9.5	9.9	13.0	12.8
<i>thermique conventionnelle</i>	8.1	9.0	9.1	8.8	9.1	10.6	13.1	14.7	15.5	20.3	20.0
Consommation	228.6	242.1	246.3	259.4	271.7	288.2	307.2	322.7	334.3	344.0	360.6
Importation	24.4	27.1	24.6	28.2	33.1	35.5	40.2	40.5	39.4	39.9	42.3
Exportation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Source : DOE/EIA, 2002.

## Bibliographie Chapitre I

- Asselain Jean-Charles, (1991), Histoire Economique, de la révolution Industrielle à la première guerre mondiale, Presses de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, Dalloz, Paris.
- Bailey Elisabeth et Friedlaender Ann, 1982, Market Structure and Multiproduct Industries, Journal of Economic Litterature 20.
- Bain J., 1956, Barriers to new competition, Cambridge, Harvard University Press.
- Bain J., mars 1954, Economies of Scale, concentration and the condition of entry in twenty manufacturing industries, American Economic Review,.
- Bairoch Paul, 1983, Le Tiers-Monde dans l'impasse, Le démarrage économique du XVIIIè au XXè siècle, Gallimard, Paris.
- Bairoch P. (1985), De Jéricho à Mexico, Villes et Economie dans l'histoire, Gallimard, Paris.
- Baumol William, 1977, On the Proper Costs Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry, dans Joskow Paul, 2000, Economic Regulation, Elgar, USA.
- Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982 ), Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York..
- Bénichi Régis et Nouchi Marc, 1990, Histoire Economique Contemporaine : La croissance du XIXè au XXè siècle, Ellipses, Paris.
- Béraud Alain et Faccarello Gilbert, 2000, Nouvelle histoire de la pensée économique, tome 2, Des premiers mouvements socialiste aux néoclassiques, Editions La Découverte, Paris.
- Blaug Mark, 1996, La pensée économique, Economica, 5è édition, Paris.
- Braudel F. (1985), La dynamique du Capitalisme, Arthaud, Paris.
- Braudel F.(1979), Les structures du quotidien : Le possible et l'impossible, Civilisation matérielle, économie et capitalisme, XVè-XVIIIè siècles, Tome 1, Armand Collin, Paris.
- Braudel F.(1979), Les jeux de l'Echange , Civilisation matérielle, économie et capitalisme, XVè-XVIIIè siècles, Tome 2, Armand Collin, Paris.
- Braudel F.(1979), Le temps du Monde, Civilisation matérielle, économie et capitalisme, XVè-XVIIIè siècles, Tome 3, Armand Collin, Paris.
- Carlton Dennis et Klammer M., 1983, The Need for Coordination Among Firms with Special Reference to Network Industries, University of Chicago Law Review 50.
- Carlton W. Dennis et Perloff J. (1998), Economie industrielle, traduction de la 2è edition américaine par Fabrice Mazerole, Ouvertures Economiques, Paris.

- Chaunu P.(1976), Histoire de l'Amérique Latine, Presses Universitaires de France, Paris.
- Chevalier J-M. (1995), L'économie industrielle des stratégies d'entreprises, Montchrestien, Paris.
- Clemens E., 1950-1951, Price Discrimination and the Multiproduct Firm, Review of Economic Studies, 19, N°48.
- Curien Nicolas, 2000, Economie des réseaux, Editions La Découverte, Paris.
- Dang Nguyen Godefroy, 1995, Economie industrielle appliquée. Librairie Vuibert, Paris.
- Debeir J-C, Déleage J-P et Hémary D., 1986, Les servitudes de la puissance, une histoire de l'énergie, Flammarion, Paris.
- Ely Richard, 1887, The Future of Corporations, Harper's New Monthly Magazine, p261, de Sherer F.M., 1993, Monopoly and Competition Policy, Volume I, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, US.
- Garrigou-Lagrange André et Penouil Marc, 1986, Histoire des faits économiques de l'époque contemporaine, deuxième édition, Dalloz, Paris.
- Gottman J., 1957, Les marchés des matières premières, P.U.F., Paris.
- Gille B., 1978, Histoire des techniques, Gallimard, Paris.
- Guillaume Pierre et Delfaud Pierre, 1992, Nouvelle histoire économique, tome II, le XX<sup>e</sup> siècle, Armand Collin, Paris.
- Hicks J.R., 1935, Annual Survey of Economic Theory-Monopoly, Econometrica, 3.
- Hoffman A. (1999), The Economic Development of the America in the Twentieth Century. Elgar. Northampton, MA, USA.
- Joskow Paul, 1974, Inflation and Environmental Concern : Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation, Journal of Law and Economics, vol 17.
- Joskow Paul, 1989, Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry, Broking Papers on Economic Activity.
- Kuene Robert, 1991, Microeconomics : Theoretical and Applied, Volume III, Elgar Reference Collection, England.
- Lavalle B. (1993), L'Amérique Espagnole de Colomb à Bolivar, Berlin, Paris.
- Legendre F., 1992, La distribution des rendements d'échelle dans l'industrie, une illustration à partir d'un panel de plus de 700 entreprises françaises, Revue Economique, N°1, vol 43.

- Lévêque François, 1998, *Economie de la Réglementation*, La Découverte, Paris.
- Médan Pierre et Warin Thierry, 2000, *Economie Industrielle, une perspective européenne*, Dunod, Paris.
- Morvan Yves, 1985, *Fondements d'Economie Industrielle*, Economica, Paris.
- Panzar John C et Willig Robert D., 1977, *Economies of Scale in Multioutput Production*, *Quarterly Journal of Economics* 91.
- Panzar J.C. et Willig R.D., 1981, *Economies of Scope*, *American Economic Review*, Mai, 71(2), p268-272.
- Panzar C. John, 1989, *Technological determinants of the firm and industry structure*, dans *Handbook of Industrial Organization*, Volumen I, Edited by R Schmalensee and R. D. Willig, Elsevier Science Publishers B. V., New York.
- Pratten C.F. et Dean R.M., 1965, *The Economies of Large Scale Production in British Industry*, Department of Applied Economics Occasional Papers, N°3, Cambridge University Press.
- Pribram Karl, 1983, *Les fondements de la pensée économique*, Economica, Paris.
- Robinson Austin, 1931, *The Structure of Competitive Industry*, Cambridge Economic Handbooks, Cambridge University Press.
- Rosenbaum R.A., 1950, *Sub-Additive Functions*, *Duke Mathematical Journal*, 17.
- Sharkey W.W. et Tesler, L.G., 1978, *Supportable Cost Functions for the Multiproduct Firm*, *Journal of Economic Theory*, 18.
- Sharkey William, 1982, *The theory of natural monopoly*, Bell Laboratories, Cambridge University Press, Murray Hill, New jersey, last published 1989.
- Schmalensee Richard et Willig Robert, 1989, *Handbook of Industrial Organization*, volume II, Elsevier Science Publishers, B.V., New York.
- Schumpeter J., 1972, *Esquisse d'une histoire de la Science Economique des origines jusqu'au début du XXè sicle*, Dalloz, Paris.
- Sherer F.M. et Ross D., 1990, *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Third Edition, Houghton Mifflin Company, Boston.
- Sherer F.M., 1993, *Monopoly and Competition Policy*, Volume I, Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, US.
- Sherer F.M., 2000, *Competition Policy, Domestic and International*, Edward Elgar, Cheltenham, UK.
- Silberston Aubrey, 1972, *Economies of Scale in Theory and Practice*, *Economic Journal*.

Smith Adam, (1776), *Recherches sur la nature et les causes de la richesse des nations*, vol. I et II, Flammarion, Paris, 1991.

Smith A. (1980), *Essays on Philosophical Subjects*, Oxford University Press, Oxford.

Stigler Georges, 1968, *Economics of Scale*, *Journal of Law and Economics* 1, 54-71.  
Reprinted in the *Organization of Industry*, Chicago, University of Chicago Press.

Stoffaës Christian, 1994, *Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique*, Editions P.A.U., Paris.

Teece D.J., 1980, *Economics of scope and the scope of the entreprise*, *Journal of Economic Behavior and organization*, Septembre.

Teece D.J., 1982, *Towards an economic theory of the multiproduct firm*, *Journal of Economic Behavior and Organization*.

Thompson Eric, 1993, *Grandeur et décadence de la civilisation maya*, Editions Payot&Rivages, Paris.

White Lynn, 1971, *Cultural climates and technological advances in the Middle Ages*, Viator, vol 4.

Williamson Oliver, 1975, *Markets and Hierarchies-Analysis and Antitrust Implications : A Study in the Economics of the Internal Organization*, New York, The Free Press.

## **Bibliographie chapitre II**

Adelman M.A., 1949, *Integration and Antitrust Policy*, *Harvard Law Review*, vol 27, cité dans J.S. McGee, 1990, *Industrial Organization*, Prentice Hall International Editions, New York.

Arghiri E., 1985, *La dynamique des inégalités*, éditions Anthropos, Paris.

Armstrong M., Vickers J., 1991, *Welfare effects of price discrimination by regulated monopolist*, *Rand Journal of Economics* 22, 571-580.

Armstrong M., Vickers J., 1993, *Price discrimination, competition and regulation*, *Journal of Industrial Economics* 41, 335-359.

Amstrong M., Cowan S. et Vickers J., 1994, *Regulatory Reform : Economic Analysis and British Experience*, The MIT Press, Mass, London, England.

Armstrong M., Cowan S., Vickers J., 1995, *Nonlinear Pricing and Price Cap Regulation*, *Journal of Public Economics*, N°58, p33-55.

Averch H. et Johnson L.L., 1962, «Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, dans *American Economic Review*, vol 52, p1053-1063.

Bain J., 1959, *Industrial Organization*, New York, Wiley & sons.

Barberousse Anouk et alli, 2000, *La philosophie des sciences au XX<sup>e</sup> siècle*, Flammarion, Paris.

Baron , D.P. et Taggart, Jr, R.A., 1980, Regulatory pricing policies and economic incentives, dans : M.A. Crew, *Issues in public utility pricing regulation*, Lexington : Lexington Books, 27-49.

Baron P. David et Myerson B. Roger, 1982, Regulating a Monopolist with Unknown Costs, dans *Economic Regulation*, edited by Paul Joskow, Edward Elgar Publishing Inc, Massachusetts, 2000.

Baron David, 1990, Design of Regulatory Mechanisms and Institutions, dans *Handbook of Industrial Organization*, Volume II, Elsevier Science Publishers B.V., New York.

Baumol W.J. et Klevorich A.K., 1970, Input choices and rate of return regulation : An Overview of the discussion, *Bell Journal of Economics*, vol1, N°2, p162-190.

Baumol William, 1977, On the Proper Costs Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry, dans Joskow Paul, 2000, *Economic Regulation*, Elgar, USA.

Bénichi Régis et Nouschi Marc, 1990, *Histoire Economique Contemporaine : La croissance du XIX<sup>e</sup> au XX<sup>e</sup> siècle*, Ellipses, Paris.

Béraud Alain et Faccarello Gilbert, 2000, *Nouvelle histoire de la pensée économique, tome 2, Des premiers mouvements socialiste aux néoclassiques*, Editions La Découverte, Paris.

Bezzina Jérôme, 1998, *Equité, tarification, réglementation : analyse des politiques de cost allocation d'une industrie électrique de service public*, Thèse pour le doctorat, Université de Montpellier, Montpellier.

Bös Dieter, 1994, *Pricing and Price regulation : An Economic Theory for Public Enterprises and Public Utilities*, Elsevier Science, Amsterdam.

Brennan T., 1991, Regulating by Capping Prices, dans *Price Cap and Incentive regulation in telecommunications*, Einhorn M.A., Kluwer Academic Publishers, London, p33-45.

Carlton Dennis., 1979, Vertical Integration in Competitive Markets Under Uncertainty, *Journal of Industrial Economics* 27, 127-209.

Carlton D. et Perloff J., 1981, Price Discrimination, Vertical Integration and Dive titure in Natural Resource Markets, *Ressources and Energy* 3, 1-11.

Carlton D. et Klammer M., 1983, The Need for Coordination Among firms with Special Reference to Network Industries, *University of Chicago Law Review* 50: 445-65.

Carlton W. D. et Perloff J. (1998), *Economie industrielle*, traduction de la 2<sup>e</sup> édition américaine par Fabrice Mazerole, *Ouvertures Economiques*, Paris.

- Chevalier J-M, 1970, La structure financière de l'industrie américaine et le problème du contrôle dans les grandes sociétés américaines, Editions Cujas, Paris.
- Coase Ronald, 1937, The Nature of the Firm, *Economica* 4, Paris.
- Corei Thorstein, 1995, L'économie Institutionnaliste : les fondateurs, *Economica*, Paris.
- Courville L. , 1974, Regulation and efficiency in the electric utility industry, *Bell Journal of Economics*, vol5, N°1, p53-74.
- Dang Nguyen Godefroy, 1995, Economie industrielle appliquée. Librairie Vuibert, Paris.
- David Laurent, 2000, La restructuration des industries gazières américaine et britannique : La réglementation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs, Thèse pour le doctorat, Université de Montpellier 1, Montpellier, p195.
- Emmanuel Arghiri, 1985, La dynamique des inégalités, éditions Anthropos, Paris.
- Gerbier Bernard, 2000, Alfred Marshall et l'économie politique comme science sociale, Colloque Ceregmia-Acegepe, L'économie science de la société, Martinique.
- Gouhier Henri, 1941, La Jeunesse d'Auguste Comte et la formation du positivisme, t III, Auguste Comte et Saint Simon, Paris, Librairie Philosophique J. Vrin, 1970.
- Hilferding Rudolf, 1910, Le capital Financier : étude sur le développement récent du capitalisme, Les éditions de minuit, traduction française 1970, Paris.
- Jevons William Stanley, 1871, The Theory of Political Economy, 1<sup>st</sup> edition, Londres : Macmillan and Co., Pelican Books, 1970.
- Joskow Paul, 1989, Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry, dans *Economic Regulation*, Elgar Reference Collection, Cheltenham, UK, 2000.
- Joskow Paul, 1985, Vertical Integration and Long-term Contracts : The Case of Coal-burning Electric Generating Plants, *Journal of Law, Economics and Organization*, vol 1, Yale University, p281-327.
- Laffont Jean Jacques, 1995, La Nouvelle économie de la réglementation dix ans après, *Revue d'économie industrielle*, Editions techniques et économiques, Paris.
- Laffont Jean-Jacques et Tirole Jean, 1993, A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, The MIT Press, Mass.
- Lavey W. et Carlton D., 1983, Economic goals and remedies of the AT&T Modified Judgment, *Georgetown Law Review* 73, 1497-1518.
- Lévêque François, 1998, Economie de la Réglementation, La Découverte, Paris.
- Liefman R, 1914, Cartels et Trusts, Girard, Paris.

Littlechild Stephen, 1983, Report on the Regulation of BT's Profitability after Privatization, London.

Littlechild S. et Beesley M., 1989, The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom, Rand Journal of Economics, vol. 20, N°3, p454-72.

Mason Edward, 1939, Price and Production Policies of Large-Scale Enterprise, American Economic Review, suppl. 29, p61-74.

Mason Edward, 1957, Economic Concentration and the Monopoly Problems, Harvard University Press, Cambridge.

Morvan Yves, 1991, Fondements d'Economie Industrielle, Economica, 2è édition, Paris.

Panzar John, 1976, A Neoclassical Approach to Peak Load Pricing, Bell Journal of Economics, 7 :2, p521-30.

Percebois Jacques, 1989, Economie de l'énergie, Economica, Paris.

Perrot Anne, 1997, Réglementation et concurrence, Economica, Paris.

Perry Martin, 1989, Vertical Integration : Determinants and Effects, dans Richard Schmallense et Robert Willig, édés, Handbook of Industrial Organization, New York.

Philips A. et Stevenson R., 1974, The Historical Development of Industrial Organization, History of Political Economy, vol.-, n°3.

Picard Pierre, 1994, Eléments de micro-économie, Montchrestien, Paris.

Popper Karl, 1991, La connaissance objective, traduction française, Editions Aubier, Paris.

Porter Michael, 1982, L'avantage concurrentiel, InterEditions, Paris, 6è tirage 1996.

Pribram Karl, 1983, Les fondements de la pensée économique, Economica, Paris.

Sappington D.E.M., 1980, Strategic Firm Behavior under a Dynamic Regulatory Adjustment Process, Bell Journal of Economics, 11, p360-72.

Salanié Bernard, 1994, Théorie des contrats, Economica, Paris.

Schmoller Gustav, 1894, Justice in Political Economy, Annals of the American Academy of Political and Social Sciences.

Schumpeter J., 1972, Esquisse d'une histoire de la Science Economique des origines jusqu'au début du XXè siècle, Dalloz, Paris.

Stigler George, 1950, Monopoly and Oligopoly by Merger, American Economic Review 40, p23-34.

Stigler G., 1951, The Division of Labor is Limited by the Extent of the Market, *Journal of Political Economy* 59, p185-93.

Tirole Jean, 1993, *Théorie de l'organisation industrielle*, Economica, Paris.

Vickers J. et Yarrow G., 1988, *Privatization : An Economic Analysis*, Cambridge, Mass, MIT Press.

Villey Daniel et Nême Colette, 1996, *Petite histoire des grandes doctrines économiques*, Editions Génin, Paris.

Vogelsang I. et Finsinger J., 1979, A Regulatory Adjustment Process of Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms, *Bell Journal of Economics*, 10, p157-171.

Whitaker Jhon K., 1987, « Alfred Marshall », dans *The New Palgrave : A Dictionary of Economics*, J. Eatwell, M. Milgate and P Newman éditeurs, Londres, Macmillan.

Williamson Oliver, 1975, *Markets and hierarchies : Analysis and Antitrust Implications*, New York.

Williamson Oliver, 1968, Wage Rates as barriers to Entry : the Pennington Case en Perspective, *Quarterly Journal of Economics*.

### **Bibliographie Chapitre III**

Abdala Manuel et Bastos Carlos, 1995, *Transformación del sector eléctrico argentino*, segunda edición, Córdoba, Argentina.

Aguirre Francisco, 1994, *La Ley Eléctrica Chilena. Comentarios generales a la regulacion y al escenario actual del sector*, Santiago de Chile.

Altomonte Hugo, 1998, *Los efectos fiscales de las reformas en el subsector eléctrico*, CEPAL, Seminario sobre Modernización del Subsector Eléctrico de América Latina, Santo Domingo.

Altomonte H. et Moguillansky G., 1999, *La crisis eléctrica en Chile : Del modelo a imitar a principio de los noventa al modelo a evitar en el 2000 ?*, Santiago de Chile.

Altomonte Hugo, 2001, *Las complejas mutaciones de la industria eléctrica de América Latina : falencias institucionales y regulatorias*, CEPAL, Santiago de Chile.

Anderson K., Hunt S., Parmesano H., Shuttleworth G., et Powell S., 1998, *Analysis of the Reform of the Argentine Power Sector: Final Report*, National Economic Research Associates, NERA, New York.

Arizu B. et Caruso L., 1992, *Pricing System in the Argentine Wholesale Market*, Mimeo, Buenos Aires.

Artana D., Navajas F., Urbiztondo S., 2001, *Regulation policies toward utilities and competitive industries. The case of Argentina*, *The Quarterly Review of Economics and Finance*, North Holland.

Banque Mondiale, 1994, Rapport de la Banque Mondiale sur le secteur électrique dans les « Pays en Voie de Développement » 1994, Washington.

Baumol William, Panzar John et Willig Robert, (1982), Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, Harcourt Brace Jovanovich, Publishers, New York.

Beesley M. et Littlechild S., 1989, The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom, London Business School, University of Birmingham, UK.

Berstein Juan, 1995, Establecimiento de una política energética basada en el funcionamiento de mercados competitivos y en la participación privada. La experiencia de Chile. CEPAL, Santiago de Chile.

Blanlot Vivianne, 1993, La regulación del sector eléctrico : la experiencia chilena, dans, Hacia el Estado Regulador, Oscar Muñoz (edit.), CIEPLAN, Santiago de Chile.

Caruso L., 1994, Transformation of the Argentine Wholesale Electricity Market, IEEE Power Engineering Review, Vol.14, No.6.

Chisari O., et Rodríguez M, 1998, Algunos Determinantes de la Inversión en los Sectores de Infraestructura en la Argentina, CEPAL y Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Buenos Aires.

Chisari O., Dal-bo P., Romero C., 2001, High-tension electricity network expansions in Argentina: decision mechanisms and willingness-to-pay revelation, Elsevier, Energy Economics.

Collado Claudia, 1999, Crisis de las eléctricas en Chile, dans : Proyecto Energético, Instituto Argentino de la Energía « General Mosconi », Buenos Aires.

Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 1999, Mercados Mayoristas e Interconexiones, Proyecto CIER 02, Fase I, Montevideo.

Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 2000, Interconexiones Regionales de Mercados Eléctricos: El Marco Regulatorio, Proyecto CIER 03, Fase I, Montevideo.

Curien Nicolas, 1994, Régulation des réseaux : approches économiques, dans Réalités industrielles, Annales des Mines, Paris.

De Andrade Roberto, 1995, Reestructuración del mercado eléctrico en América Latina : La difusión de la experiencia chilena, CEPAL, Santiago de Chile.

Electricité de France, 1979, Le calcul économique et le système électrique : principes élémentaires, Service des Etudes Economiques Générales, Eyrolles, Paris.

Encaoua David, 1986, Réglementation et concurrence : Quelques éléments de théorie économique, dans Economie et Prévision, Paris.

Energy International Agency EIA, 2002, Country Analysis Briefs, Department of Energy's Office, Washington.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad ENRE, Informes anuales 2001 y 2002, Buenos Aires.

Givogri C., Visintini A., García R. y Bastos C., 1990, Un modelo energético para la Argentina. Estudios. Año 13, No.54. Córdoba.

Hachette D. et Lüders R., 1992, La privatización en Chile, Centro Internacional para el Desarrollo económico CINDE, Santiago de Chile.

Henney Alex, 1998, Contrasts in Restructuring Wholesale Electric Markets : England/Wales, California and the PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland marché), The Electricity Journal, vol.11, issue 7, pages 24-42, Elsevier Science Inc.

Henney A. et Russell T., 2000, Lessons from the Institutional Framework of Transmission System Operation, and Energy Markets in most West European Countries and some Other Countries, The case of Transcos, London.

Inostroza Gabriel, 1995, Control del Estado y Gestión Empresarial en el Sector Eléctrico de Chile, CEPAL, Santiago de Chile.

Instituto de Economía Energética asociado a la Fundación Bariloche (IDEE/FB), 1998, Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation, Buenos Aires.

Jadressic A., 1999, El Desarrollo Energético Chileno en el Último Quinquenio, Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, Santiago de Chile.

Joskow Paul, 1989, Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural Change in the Electrical Power Industry, dans Economic Regulation, An Elgar reference Collection, Northampton, MA, 2000.

Joskow Paul, 2001, U.S. Energy Policy during the 1990s, American Economic Policy During the 1990s, Harvard University, Harvard.

Kahn E., et Gilbert R., 1996, International Comparisons of Electricity Regulation, Cambridge University Press, Washington.

Laffont Jean-Jacques, 1995, Privatisation et incitations, dans Les privatisations : un état des lieux, Revue Economique, vol 47, N°6, 1996, Paris.

Laffont J., Guash L., et Straub S, 2002, Renegotiation of Concession Contracts in Latin America, Université de Toulouse, Toulouse.

Larrain G., Winograd C., 1996, Privatisation massive, finances publiques et macro-économie : le cas de l'Argentine et du Chili, dans Revue Economique, vol.47, N°6, Paris.

Leighton Patricio, 1995, Estudio sobre el Comportamiento de las Empresas Eléctricas en Chile, CEPAL, Santiago de Chile.

Littlechild Stephen, 2000, Why we need electricity retailers: a reply to Joskow on wholesale spot price pas-through, University of Cambridge, Cambridge, UK.

Littlechild Stephen, 2001, Electricity: regulatory Developments Around the World, The Beesley Lectures on Regulation Series XI, London.

Lorenzini Sergio, 1995, Anàlisis de la competitividad en la generacion eléctrica. El caso de Chile, CEPAL, Santiago de Chile.

Maldonado P., Marquez M., 1995, Reestructuracion energética y desarrollo sustentable : El caso del sector eléctrico chileno, CEPAL, Santiago de Chile.

Millan Jaime, 2000, La Segunda Generacion de Bolsas de Energia : Lecciones para America Latina, Banco Interamericano de Desarrollo.

Nord-Pool, The Nordic Power Exchange, 2002, L'Angleterre, les Principes de base de la Réforme.

OLADE, 1997, La modernizacion del sector energetico en America Latina y el Caribe, Marco Regulatorio, Desincorporacion de activos y Libre Comercio, Quito.

OLADE, 1998, Resultados de los procesos de modernización y perspectivas de integración energética en América Latina y el Caribe, Quito.

OLADE, 1999, Interconexiones Energéticas e Integración Regional en America Latina y el Caribe, Quito.

OLADE, 2000, Energia y Desarrollo Sustentable en America Latina y el Caribe : Guia para la formulacion de politicas energeticas. Quito.

Paredes Ricardo, 1995, El sector eléctrico y el mercado de capitales en Chile, CEPAL, Santiago de Chile.

Pistonesi Hector, 1997, Elementos de la Teoria Economica de la Regulacion, IDEE, Bariloche, Buenos Aires.

Pistonesi Héctor, 2000, Sistema Eléctrico Argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Naciones Unidas, CEPAL, División de Recursos Naturales e infraestructura, Santiago de Chile.

Programa de Investigaciones de Energia PRIEN, 1999, La crisis eléctrica y la posicion des PRIEN, Facultad de Ciencias Fisicas y Matematicas de la Universidad de Chile, Santiago.

Romero Carlos, 1998, Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino, CEPAL Naciones Unidas, Centro de Estudios Económicos de la Regulación (CEER) del Instituto de Economía de la Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Santiago de Chile.

Rozas Patricio, 1999, La crisis energética en Chile : antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Proyecto CEPAL/Comisión Europea : « Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina », Santiago de Chile.

Rivera Eugenio, 1999, Problemas de la competencia y regulación en Chile. Los desafíos del fortalecimiento de la institucionalidad y el marco regulatorio de servicios de utilidad pública, CEPAL, Brasilia.

Ruff Larry, 1999, Competitive Electricity Markets: Why they are working and How to improve them, NERA.

Ruff Larry, 2002, Demand Response : Reality versus Resource, The Electricity Journal, December 2002, Elsevier Science Inc.

Sanchez F. et Altomonte H., 1997, Las reformas energéticas en América Latina, Naciones Unidas, CEPAL, Serie Medio Ambiente y Desarrollo, Santiago de Chile.

Schweppe F., Caramanis C., Tabors R. et Bohn R., 1988, Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts.

Secretaría de Energía, 2003, Informes mensuales de Coyuntura Energética, Centro de Estudios Energéticos, Buenos Aires.

Secrétariat d'électricité et Combustibles, 2002, Informe sobre la Infraestructura de generación y transmisión. Rapport officiel, Santiago de Chile.

Seebach Claudio, 1997, Uncertainties in the Chilean Power Generation Business, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile.

Serra Pablo, 1999, Evaluación de los servicios públicos privatizados en Chile, CEPAL, Brasilia.

Sioshanshi P., Morgan C, 1999, Where Function Follows Form: International Comparison of Restructured Electricity Markets, Electricity Journal, Elsevier Science Inc.

Sioshanshi P., 2001, Competition in Liberalized European Electricity Markets, Electricity Journal, Elsevier Science Inc.

Sondreal E., Jones M. et Groenewold G., 2001, Tides and Trends in the World's Electric Power Industry, The Electricity Journal, Elsevier Science Inc., vol. 14.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) del Gobierno de Chile, 2002, Reporte sobre la Infraestructura de Generación y Transmisión.

Tohá Jaime, 1995, Estudio sobre la Reforma del Sector Energético en Chile, CEPAL, Comisión Económica para América Latina, Santiago de Chile.

Trillas Francesc, 2002, The takeover of Enersis : the control of the privatized utilities, Utilities Policies, Pergamon, Elsevier Science Ltd., UK.

Varela R., 1995, Experiencias de la industria eléctrica en Argentina, Seminario Internacional: Desregulación del sector eléctrico, Bogotá, Colombia.

#### **Bibliographie chapitre IV**

Agence Internationale d'énergie, AIE, 2002, An overview of Brazil, Department of Energy of United States of America, Washington.

ANEEL, 2001, A ANEEL no contexto da Crise de Energia Elétrica, Comissão de Serviços e Infra-estrutura do Senado Federal, Brasília.

ANEEL, 2001, O Brasil e o risco de Déficit de Energia, Comissão de Serviços e Infra-estrutura do Senado Federal, Brasília.

Azevedo Jorge de, 2000, Imperativos da Descentralização da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Bacon, R., 1995, Privatization and Reform in the Global Electricity Supply Industry, Annual Review of Energy and the Environment 20, 119-143.

Baer W. et McDonald C., 1998, Role of International Capital: A Return to the Past ? Brazil's Privatization of Public Utilities: the Case of the Electric Power Sector, The Quarterly Review of Economics and Finance, vol38, No. 3, Trustees of the University of Illinois, Illinois.

Bell Matthew, 2003, Regulation in developing countries is different : avoiding negotiation, renegotiation and frustration, Energy Policy, Elsevier Science Inc.

Benavides J. Et Fainboim I., 1999, Private Participation in Infrastructure in Colombia: Renegotiations and Disputes, Banque Inter-americaine de Developpement BID, Sustainable Development Department, Washington.

Brown Ashley, 2002, The Privatization of Brazil Electricity Industry: Sector Reform or Restatement of the Government's Balance Sheet ? Inter-American Development Bank, Washington.

Carneiro F. et Rocha C., 2000, Reforma do Setor público na América Latina: uma perspectiva comparada, Do Programa de Pós-graduação em Economia, Universidade Católica de Brasília, Brasília.

Centro da Memoria da Eletricidade no Brasil, 2003, Politicas de Governo e Desenvolvimento do Setor de Energia Eletrica: Do Codigo de Aguas a Crise dos Anos 80 (1934-1984), Rio de Janeiro.

Centro da Memoria da Eletricidade no Brasil, 2003, Memória da Eletricidade, Rio de Janeiro.

Conti, Ana de, 1998, A Reestruturação das Industrias de Rede: Uma Avaliação Setor Elétrico Brasileiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Florianopolis.

Conseil Mondial d'Énergie, 2001, *Energy Markets in Transition: The Latin American and Caribbean Experience*, Londres.

Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 1999, *Mercados Mayoristas e Interconexiones, Proyecto CIER 02, Fase I*, Montevideo.

Comision Reguladora de Electricidad et de Gas (CREG), 2003, *El Sector Electrico en Colombia*, Bogota.

Dias R., 1990, *L'implantation et le développement de l'industrie de l'énergie électrique au Brésil, 1880-1980: un aperçu historique*, Bulletin d'histoire de l'électricité, p5-21.

Esposito Alexandre, 2000, *Privatização da Light: A repartição dos Ganhos de Produtividade*, Universidade Federale do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Rio de Janeiro.

Ferreira Henrique, 1999, *Setor Elétrico Brasileiro Visão Política e Estratégica*, Escola Superior de Guerra, Rio de Janeiro.

Ferreira Carlos, 2000, *Privatização do Setor Elétrico no Brasil*, Pontificia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo.

Fundação Getulio Vargas, 2001, *Impactos de um racionamento de energia elétrica sobre a economia brasileira*, Escola de Administração de Empresas de São Paulo.

Garcia A., Reitzes J. Et Stacchetti E., 2001, *Strategic Pricing when Electricity is Storable*, Journal of Regulatory Economics, Kluwer Academic Publishers.

Garcia A. et Arbelàez L., 2002, *Market power analysis for the Colombian electricity market*, Energy Economics, Elsevier.

Givogri C., Visintini A., García R. y Bastos C., 1990, *Un modelo energético para la Argentina*. Estudios. Año 13, No.54. Córdoba.

Gomez, F. et Monnerat, S., 1996, *A questão regulatória nas privatizações da Light e da Escelsa*, BNDES Staff paper, Rio de Janeiro.

Gregório Tomé, 2000, *O Custo de uma Concessão e a Privatização no Setor Elétrico Brasileiro*, Universidade Federal de Santa Catarina, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Produção, Florianópolis.

Hunt, H., Shuttleworth, G., 1996, *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, New York.

Hugues William, 2002, *The Economics of Price Spikes in Deregulated Power Markets*, Charles River Associates, Boston.

Interconexion Electrica S.A. ISA, 2002, *Informe del Mercado de Energia Mayorista*, ISA Publicaciones, Bogota.

- ISA, 2000, Analisis del Mercado Mayorista de la Electricidad en Colombia 1998-1999, Gerencia Servicios de Informacion, Primera Edicion, Bogota.
- ISA, 2000, Mercado de Energia Mayorista Colombiano, ISA Publicaciones, Bogota.
- Interconexion Electrica S.A. ISA, 2003, Informe del Mercado de Energia Mayorista, ISA Publicaciones, Bogota.
- Jamas T. Et Pollit M., 2001, Benchmarking and regulation : international electricity experience, Utilities Policy, Elsevier, Pergamon.
- Littlechild Stephen, 1996, Privatization, competition and regulation in the Scottish electricity industry, Scottish Journal of Political Economy, No. 43, p1-15.
- Littlechild Stephen, 2002, Competitive Bidding for a Long-Term Electricity Distribution Contract, Review of Network Economics.
- Littlechild S. et Yatchew A., 2002, Hydro one Transmission and Distribution : Should They Remain Combined or Be Separated ? Report to the Electricity Distributors Association.
- Leon Nelson, 1998, Uma Síntese do Processo de Privatização da Distribuição de Energia Elétrica, Assesoria de Planejamento Estratégico e Empresarial, Rio de Janeiro.
- Mendonça A. y Dahl C., 1999, The Brazilian Electrical System Reform, Energy Policy 27, Elsevier Science Ltd., Londres.
- Millan Jaime, 1999, La Segunda Generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington.
- Ministerios de Minas e Energia, Secretaria de Energia, 2000, Setor Energético : Destaques em 1999 e oportunidades de negocios, Brasilia.
- Oliveira, Adilson de, 1997, Reforma do Setor Elétrico, Que podemos aprender com a experiência alheia ?, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Grupo de Energia, Rio de Janeiro.
- Pinheiro A. et Gambiagi F., 2000, Os Antecedentes Macroeconômicos e a Estrutura Institucional da Privatização no Brasil, Universidade Federale do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Pinheiro A. et Fukasaku K., 2000, A Privatização no Brasil : O caso dos serviços de Utilidade Pública, BNDES et OECD, Brasilia.
- Pinto Helder, 1993, Financement, Investissement et Mode d'organisation des Industries Electriques: Le cas des pays d'Amérique Latine, Thèse de doctorat en économie appliquée, Université Pierre Mendez-France de Grenoble, Grenoble.
- Pinto Helder, 2001, Les rapports entre la réglementation et la politique énergétique dans le cadre des réformes structurelles et institutionnelles: le cas du Brésil, Colloque International, Paris.

Pimentel Ruderico, 2001, Setor Elétrico Brasileiro em Transição: Regulamentação e Mercado, Seminario IPEA/RJ, Rio de Janeiro.

Pombo Carlos, 2001, Regulatory reform in Colombia's electric utilities, The Quarterly Review of Economics and Finance, North Holland.

Resende Marcelo, 2002, Relative efficiency measurement and prospectss for yardstick competition in Brazilian electricity distribution, Energy Policy 30 (2002), Elsevier.

Rosemberg Segundo, 1982, Inside the Black-box, Technologyandd Economics, Cambridge University Press, Cambridge.

Rothkopf Michael, 2002, Control of Market Power in Electricity Auctions, The Electricity Journal, Elsevier Science Inc.

Ruff Larry, 2001, Replacing the Pool in the UK : Justification for and Effects of the New Electricity Trading Arrangements, World Bank, CREG-CIDA, CERI, Cartagena, Colombia.

Tenenbaum, B., Lock, R., Barker, J., 1992, Electricity privatization: structural, competitive and regulatory options. Energy policy, 1134-1160, London.

Unidad de Planeacion Minero Energetica (UPME), 2003, Plan de Expansion Referencia, generacion-Transmision 2002-2011, Publicaciones de la UPME, Bogota.

Wamukonya Njeri, 2002, Power sector reform in developing countries : mismatched agendas, Energy Policy, Elsevier Science Inc.

World Energy Council, 2001, Energy Markets in Transition : The Latin American and Caribbean Experience, London.

Yan J. et Stern G., 2002, Simultaneous Optimal Auction and Unit Commitment for Deregulated Electricity Markets, The Electricity Journal, Elsevier Science Inc.

## SOMMAIRE

<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>I</b>
<b>TABLE DE FIGURES</b> .....	<b>IV</b>
<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>PARTIE 1 : LES INDUSTRIES DE RESEAU, LE MONOPOLE NATUREL ET LA DEREGLEMENTATION</b> .....	<b>10</b>
CHAPITRE 1 : LA GENESE DU MONOPOLE NATUREL.....	11
<i>Section 1 Les industries de réseaux énergétiques, les grandes lignes d'une histoire</i> .....	14
1.1 La révolution industrielle anglaise et les réseaux.....	15
1.2 Les approches théoriques sur le monopole naturel.....	19
1.3 Les débats économiques aux Etats Unis.....	23
1.4 Conclusion de la section 1.....	26
<i>Section 2 Les économies d'échelle et les industries de réseaux</i> .....	28
2.1 Le caractère et la nature des économies d'échelle.....	28
2.1.1 L'approche des pionniers : division du travail.....	29
2.1.2 L'indivisibilité, les coûts fixes, les relations géométriques.....	30
2.1.3 La genèse des rendements croissants.....	32
2.1.4 Economies d'échelle et courbe en U.....	34
2.2 La mesure des économies d'échelle.....	36
2.2.1 La fonction de coût multiproduit dans un ensemble technologique.....	36
2.2.2 Le degré des économies d'échelle.....	37
2.2.3 Degré technologique et fonction de coût des économies d'échelle.....	40
2.2.4 Le coût moyen radial.....	41
2.2.5 Les économies d'échelle spécifiques.....	42
2.2.6 Le coût incrémental monoproduit et multiproduit.....	43
2.3 La portée du concept des économies d'échelle et les industries de réseau.....	45
<i>Section 3 Les économies d'envergure et les industries de réseau</i> .....	48
3.1 La notion et la mesure des économies d'envergure.....	49
3.1.1 Le concept d'économies d'envergure.....	50
3.1.2 Degré des économies d'envergure.....	51
3.2 Propriétés de la fonction de coût multiproduit.....	53
3.2.1 Complémentarité fiable de coûts.....	53
3.2.2 Complémentarité et économies d'envergure.....	53
3.2.3 Economies d'envergure et coûts fixes.....	54
3.3 Sources des économies d'envergure.....	55

3.4 Economies d'envergure et structure de la firme.....	57
<i>Section 4 Le caractère et la nature du monopole naturel.....</i>	<i>59</i>
4.1 La notion de monopole naturel et la sous-additivité.....	60
4.1.1 Sous-additivité de coût et monopole.....	61
4.1.2 Le monopole uniproduit. Coûts moyens décroissants.....	62
4.1.3 Le monopole naturel multiproduit.....	65
4.2 La sous-additivité d'un monopole naturel multiproduit.....	65
4.2.1 Economies d'échelle et d'envergure insuffisantes pour l'existence du monopole.....	66
4.2.2 Sous-additivité radiale et coûts moyens radiaux décroissants.....	67
4.2.3 Sous-additivité, économies d'échelle et économies d'envergure.....	68
4.2.3.1 Le renforcement des économies d'échelle et d'envergure.....	68
4.2.3.2 Le renforcement des économies d'envergure.....	70
4.2.4 La soutenabilité radiale transversale d'une fonction de coût.....	72
4.2.5 Sous-additivité et soutenabilité.....	73
4.2.6 Soutenabilité transversale radiale, DRACS et sous-additivité.....	74
4.2.7 Sous-additivité en présence des DRAC et de quasi-convexité.....	75
4.3 Conclusion du chapitre 1.....	77
<b>CHAPITRE 2 : LES FONDEMENTS THEORIQUES ET LES DEBATS SUR LA</b>	
<b>DEREGLEMENTATION.....</b>	<b>80</b>
<i>Section 1 La concentration, la réglementation et le monopole naturel.....</i>	<i>83</i>
1.1 La notion de la concentration et sa mesure.....	84
1.2 La concentration sous la forme d'intégration verticale.....	85
1.2.1 Les conditions déterminantes de l'intégration verticale.....	87
1.2.2 Les restrictions verticales.....	91
1.3 Le monopole et les lois antitrust.....	94
1.3.1 L'hégémonie des Etats Unis.....	94
1.3.2 La politique antitrust aux Etats Unis.....	95
1.3.3 L'approche de Mason.....	97
1.3.4 La nouvelle économie industrielle.....	98
<i>Section 2 La réglementation en information complète.....</i>	<i>99</i>
2.1 La tarification de second rang.....	103
2.2 La réglementation par un taux de rentabilité.....	108
2.2.1 Mécanismes de régulation exogène : le modèle Averch-Johnson.....	108
2.2.2 Limites du modèle d' Averch-Johnson.....	110
2.2.3 Une alternative du régulateur.....	111
<i>Section 3 La réglementation en information asymétrique.....</i>	<i>113</i>



1.3.1.1	Dysfonctionnement des CDEC.....	173
1.3.1.2	Les critiques relatives au dysfonctionnement du marché.....	174
1.3.2	Les crises électriques chiliennes.....	182
1.3.2.1	Les apparences de la crise.....	183
1.3.2.2	La volatilité des prix.....	183
1.3.2.3	La crise et le modèle chilien.....	184
1.4	Conclusions de la section 1.....	187
<i>Section 2 L'Argentine : changements profonds et rapides dans le secteur.....</i>		188
2.1	Les grandes étapes historiques du développement du secteur.....	188
2.1.1	Les origines de l'industrie électrique en Argentine.....	188
2.1.2	Les « trente glorieuses » de l'Etat Argentin dans le secteur électrique.....	189
2.1.2.1	L'évolution de la production d'énergie électrique.....	191
2.1.2.2	La structure du secteur avant 1990.....	193
2.1.2.3	Le transport et ses goulets d'étranglement.....	194
2.1.2.4	La distribution de l'électricité.....	196
2.2	La privatisation, premier pas vers la déréglementation.....	196
2.3	La nouvelle structure de l'industrie après la déréglementation.....	198
2.3.1	Les nouveaux acteurs du marché argentin.....	201
2.3.2	Les nouveaux producteurs.....	202
2.3.3	Le transport après la déréglementation.....	203
2.3.4	La distribution.....	204
2.4	Le cadre réglementaire argentin.....	204
2.5	Le fonctionnement du MEM.....	206
2.5.1	Le marché court terme.....	206
2.5.2	Le marché à long terme.....	208
2.5.3	La gestion du MEM.....	210
2.5.4	Le système de prix.....	211
2.6	La performance du système issu de la déréglementation.....	214
2.6.1	La performance du marché de gros.....	214
2.6.2	L'expansion du transport et l'existence d'un goulot d'étranglement.....	216
2.6.3	Les tarifs aux clients captifs.....	218
2.6.4	La coupure prolongée d'EDESUR.....	219
2.7	Conclusions de la section 2.....	220
<b>CHAPITRE 4 : LES PROCESSUS DE LA COLOMBIE ET DU BRESIL.....</b>		222
<i>Section 1 La première vague de la déréglementation : la Colombie</i>		
1.1	Faits historiques du développement de l'industrie colombienne.....	222
1.1.1	Les « trente glorieuses » de l'Etat Colombien.....	222
1.2	Caractéristiques de l'industrie électrique colombienne.....	223

1.2.1 La structure institutionnelle avant la déréglementation.....	225
1.2.2 La structure du secteur avant 1995.....	225
1.2.3 Les problèmes chroniques de la distribution.....	226
1.3 Le nouveau cadre réglementaire colombien.....	228
1.3.1 Le scénario de la mutation.....	229
1.3.2 Les nouvelles institutions.....	229
1.4 Le processus de privatisation.....	231
1.5 La structure du nouveau marché.....	234
1.5.1 Structure du marché et concentration.....	236
1.5.2 Les nouveaux agents du marché.....	239
1.5.3 Le transport colombien dans le marché de gros.....	240
1.5.3.1 Les agents de la transmission.....	240
1.5.3.2 Les attentas à l'infrastructure.....	241
1.5.3.3 Des aspects commerciaux du transport.....	241
1.5.4 Les difficultés de la distribution.....	242
1.5.4.1 Une dé-intégration verticale partielle.....	242
1.5.4.2 La distribution, la maillon faible de la chaîne.....	243
1.6 Le fonctionnement du marché de gros.....	245
1.6.1 La gestion du MEM dans le marché de court terme.....	245
1.6.2 Le système de prix.....	248
1.7 La performance du système après la déréglementation.....	249
1.7.1 Les transactions du marché grossiste.....	250
1.7.1.1 Les transactions dans le marché de court terme.....	251
1.7.1.2 L'évolution des prix et la capacité d'offre du barrage.....	252
1.7.1.3 Le marché de long terme.....	254
1.7.2 L'évolution des prix de la bourse et des contrats.....	255
1.7.3 Les tarifs aux clients réglés.....	256
1.8 Conclusions de la section 1.....	257
<i>Section 2 Le Brésil : Une privatisation de grande ampleur.....</i>	<i>259</i>
2.1 Repères historiques du développement de l'électricité.....	259
2.1.1 Les origines de l'industrie électrique au Brésil.....	259
2.1.2 La deuxième étape : la présence de l'Etat dans l'industrie.....	261
2.1.2.1 L'émergence de l'Etat dans le secteur électrique.....	261
2.1.2.2 L'évolution du secteur après la Deuxième Guerre.....	263
2.1.2.3 La structure du secteur.....	265
2.2 Caractéristiques de l'industrie électrique avant la déréglementation.....	266
2.2.1 Les problèmes chroniques de la distribution.....	268
2.2.2 La question tarifaire.....	269
2.3 Troisième étape : le nouveau cadre réglementaires brésilien.....	271
2.3.1 Les nouvelles institutions et règles du secteur.....	272
2.3.2 L'organisme régulateur.....	273

2.3.3 Les nouvelles institutions du marché brésilien.....	274
2.4 La plus grande privatisation.....	276
2.4.1 La privatisation de la distribution.....	276
2.4.2 La privatisation de la production.....	277
2.4.3 Une évaluation de la privatisation.....	278
2.5 L'organisation du marché électrique brésilien.....	279
2.5.1 La déréglementation et le modèle Coopers&Lybrand.....	279
2.5.2 Les défis du nouveau modèle.....	280
2.5.3 La structure du marché brésilien.....	281
2.5.4 Le transport et l'opérateur du système.....	283
2.6 Le fonctionnement du marché grossiste.....	284
2.6.1 Le marché de court terme.....	284
2.6.2 Le système des prix.....	285
2.7 La performance de la déréglementation.....	287
2.7.1 La crise énergétique de l'année 2001.....	287
2.7.2 Les avancées de la déréglementation.....	288
2.7.3 Les défaillances de la déréglementation.....	289
Conclusions de la section 2.....	291
<b>CONCLUSIONS.....</b>	<b>293</b>
<b>TABLE DE SIGLES.....</b>	<b>302</b>
<b>ANNEXES.....</b>	<b>305</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>326</b>
<b>TABLE DE MATIERES.....</b>	<b>342</b>