HAL
open science

UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE L'ACCÈS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES D'INTERCONNEXION

Olivier Coutard

To cite this version:

Olivier Coutard. UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE L'ACCÈS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES D'INTERCONNEXION. Economies et finances. Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, 1994. Français. NNT : . tel-00345062

HAL Id: tel-00345062

https://pastel.hal.science/tel-00345062

Submitted on 8 Dec 2008

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

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

Doctorat de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées

Spécialité : *Economie et Sciences Sociales*

Olivier COUTARD

UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE L'ACCÈS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES D'INTERCONNEXION

Thèse nouveau régime
sous la direction de Jean LATERRASSE

le 12 décembre 1994

Composition du jury

Nicolas CURIEN, Professeur au Conservatoire national des arts et métiers et à l'Ecole polytechnique, rapporteur
Gabriel DUPUY, Professeur à l'Université de Paris X - Nanterre et à l'Ecole nationale des ponts et chaussées
Bertrand HEILBRONN, Electricité de France
Jean LATERRASSE, Directeur de recherche CNRS
Yves SMEERS, Professeur à l'Université catholique de Louvain, rapporteur

AVERTISSEMENT.

Cette thèse a été effectuée au sein de la Direction des études et recherches d'Electricité de France, dans le cadre d'une convention industrielle de formation par la recherche.
Bien que ce travail ait bénéficié de discussions fréquentes et approfondies avec des personnes de l'entreprise, les positions et les conclusions exprimées dans ce mémoire n'engagent que l'auteur.

Quoiqu'il constitue par certains côtés une aventure solitaire, l'accomplissement d'une thèse doit beaucoup à bien des gens. Je souhaite remercier ceux à l'égard de qui ma dette est la plus grande.

Jean Laterrasse, qui a dirigé mon travail, n'a pas ménagé ses conseils et ses encouragements tout au long de ces années. Il a su bien souvent apaiser mes doutes.

Gabriel Dupuy m'a offert, au sein du laboratoire Techniques, territoires, sociétés (LATTS) et du Groupement de recherche Réseaux du CNRS, un environnement de recherche exceptionnel.

Yves Smeers et Nicolas Curien m'ont fait bénéficier, chaque fois que je les ai sollicités, de leurs grandes compétences. Ils ont éclairé mes choix aux principales étapes de mon parcours sur les voies de l'économie publique et industrielle.

J'ai rencontré au sein du département Méthodes d'optimisation et de simulation de la Direction des études (DER) et recherche d'EdF de hautes compétences, ainsi qu'une grande compréhension vis-à-vis de cette entreprise si particulière que constitue une thèse.

Patrick Sandrin et Bertrand Heilbronn, Patrice Bruel et Erik Pharabod ont, chacun pour leur part, largement contribué à rendre possible ce travail pourtant éloigné des problématiques dominantes du département.

Anne-Marie Denis a passé bien du temps à m'initier à la culture de la DER ; Franck Marsal a dû m'écouter souvent formuler en termes confus des idées qu'il a sensiblement contribué à clarifier.

Mes petits camarades d'EdF, Fabrice, Mustapha, Rachid, Thierry, savent tout ce que je leur dois. Peut-être même ne le savent-ils pas tout à fait.

Kostas , désormais Konstantinos, me précédait de quelques longueurs dans la carrière. Son expérience (j'allais dire son exemple) m'a été un soutien constant et précieux, et ce, depuis notre joyeuse cohabitation au bureau 326.

L'équipe Réseaux, institutions, territoires, ralliée au panache de Jean-Marc Offner, a supporté avec patience mes pirouettes verbales, douteuses et hebdomadaires. L'humeur joyeuse et optimiste d'Agnès, qui n'a jamais été prise en défaut, mérite une mention spéciale.

La patience et la compréhension de mes proches, de ma famille, de Delphine et Nathan surtout, ont parfois été mises à rude épreuve. Que le point final de ces remerciements et cette thèse soit aussi celui de ces petits tourments.

RÉSUMÉ

Ce mémoire de thèse comprend trois parties, formées chacune de deux chapitres. La première partie est consacrée aux évolutions réglementaires récentes dans le secteur électrique, leurs modalités et leurs enjeux. La seconde traite des questions d'efficacité tarifaire des prix d'accès. La troisième enfin aborde la question de la réglementation et, plus généralement, de la régulation d'un système électrique ouvert.

Le premier chapitre vise à décortiquer *in concreto* les relations de dépendance mutuelle, d'interpénétration entre les considérations économiques et les considérations extra-économiques (i.e. réglementaires au sens large ou même politiques) dans l'organisation industrielle traditionnelle (on peut parler de modèle) du secteur électrique dans les sociétés développées. Nous analysons le rôle essentiel du couple interconnexion/ intégration dans cette organisation.

C'est cet équilibre complexe qui est globalement remis en cause par les évolutions réglementaires récentes, auxquelles est consacré le deuxième chapitre. La perspective adoptée dans l'analyse nous permet d'expliciter les principaux enjeux de ces évolutions : promotion de l'efficacité économique (au sens large) ; préservation des conditions d'exercice de différentes missions 'de service public' (ou 'd'intérêt économique général'). Nous tentons de préciser le plus finement possible les termes économiques dans lesquels ces enjeux se présentent aux réglementeurs du secteur électrique.

Le troisième chapitre débute l'étude plus normative du problème des prix d'accès. La notion de coût marginal de court terme de transport, qui soulève ici des problèmes conceptuels inusités, y est présentée et discutée. Nous étudions en particulier les limitations à l'efficacité de ces coûts marginaux qui résultent de la présence d'externalités, de problèmes informationnels et de l'existence de coûts de transaction.

Nous poursuivons cette démarche dans le quatrième chapitre, en étudiant d'une part les conséquences pratiques en termes d'efficacité des indivisibilités dans les fonctions de coût de réseau, et d'autre part celles de la variabilité-imprévisibilité des coûts marginaux de court terme de transport. Nous proposons différents critères et principes pour limiter en pratique les inefficacités induites.

Dans le cinquième chapitre, nous abordons le problème de la réglementation sous un angle plus concret que ne le font les modèles théoriques, et en tenant compte des principales interdépendances entre les coûts de production et les coûts de réseau. Nous insistons sur les aspects du problème spécifiques à l'électricité (par rapport aux modèles théoriques généraux).

Le sixième chapitre est consacré à une discussion moins formalisée de l'équilibre réglementaire à long terme nécessaire à la régulation d'un système électrique ouvert. Il met en perspective certaines pratiques réglementaires observées. Il pose la question essentielle de l'arbitrage entre consommateurs 'domestiques' et industriels.

Enfin la conclusion récapitule l'essentiel des résultats de l'étude, en évalue la portée et propose des voies de recherche.

SOMMAIRE

Introduction générale **11**

Partie A. L'organisation industrielle des systèmes électriques : vers l'ouverture des réseaux **23**

Chapitre 1. L'organisation traditionnelle des systèmes électriques : de l'interconnexion à l'intégration verticale et horizontale *29*

1.1. La logique de l'interconnexion 30

1.2. L'intégration : le réseau, support d'un monopole de service 47

Conclusion du chapitre 1 58

Chapitre 2. Evolutions réglementaires aux Etats-Unis et en Europe *61*

2.1. Les évolutions réglementaires aux Etats-Unis 61

2.2. Les évolutions réglementaires dans l'Union européenne 73

2.3. Les enjeux de l'ouverture des réseaux électriques 86

Conclusion de la première partie. Economie et rhétorique des réseaux *93*

Partie B. La tarification au coût marginal du transport d'électricité **101**

Introduction *103*

Chapitre 3. La théorie de la vente aux prix spot et son extension à la tarification du transport d'électricité *107*

3.1. Des prix spot au coût marginal de transport 108

3.2. Prix de rachat de la production décentralisée 126

3.3. Concurrence à la production et prix spot de transport et d'accès 130

Conclusion du troisième chapitre 136

Chapitre 4. Le coût marginal de transport en pratique *139*

Introduction 139

4.1. Les indivisibilités dans les investissements de réseau 141

4.2. Le phénomène de pointe 147

4.3. Economies d'installation et rendements d'échelle croissants dans le développement des réseaux électriques 153

4.4. Les incitations à la 'bonne' localisation sur le réseau 163

4.5. Certains effets de la variabilité du coût marginal de court terme de transport d'électricité 172

Conclusion de la deuxième partie *183*

Partie C. La réglementation de l'accès aux réseaux électriques **187**
Chapitre 5. Les conditions réglementaires de l'efficacité économique des systèmes électriques ouverts *191*
5.1. L'efficacité de la compagnie de réseau 191
5.2. La forme des prix de fourniture d'énergie et son influence sur l'efficacité économique des systèmes ouverts 214
Chapitre 6. La recherche d'équilibres réglementaires de long terme *233*
Introduction 233
6.1. Contestabilité du marché et nouvelles technologies de production 235
6.2. Vertus et limites de la 'dépéréquation amont' 243
6.3. Le service universel en question 249
Conclusion de la troisième partie *257*

Conclusion générale **259**

Annexes **271**
Annexe du chapitre 4 273
Annexe du chapitre 5 288
Annexe du chapitre 6 299

Bibliographie **301**

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les faux semblants de la "déréglementation"

La "déréglementation" des industries de réseau marque une évolution profonde dans le fonctionnement économique des sociétés industrielles avancées. Services publics industriels et commerciaux en France, *public utilities* en Grande-Bretagne ou aux Etats-Unis, ont longtemps été le symbole même de l'action économique de la puissance publique. Il est vrai que les réseaux cristallisent des enjeux politiques de premier plan.

Les réseaux sont d'abord, quoique dans une mesure variable selon l'époque, des domaines de monopole naturel. Qu'il s'agisse de voies de chemin de fer, de lignes téléphoniques ou électriques, la duplication des infrastructures représente une perte pour la société. De plus, la mise en relation des différents consommateurs à ou à travers la même infrastructure est la source d'économies importantes, 'économies d'envergure' et 'effets de club' en termes d'économiste. Sur ce socle de monopole naturel s'érigent des puissances économiques considérables, qu'il faut bien contrôler car «si *nous ne nous soumettons pas à un empereur, nous ne devons pas nous soumettre à un autocrate du commerce qui aurait le pouvoir d'empêcher la concurrence et de fixer le prix de chaque bien»*'[1].

En s'attachant à limiter le pouvoir économique des intérêts privés, la réglementation vise à promouvoir l'intérêt général. Certes la définition de l'intérêt général peut varier d'un contexte à l'autre. Mais le rôle essentiel des réseaux dans la vie sociale et économique moderne est indiscutable. Cette nature particulière des services de réseau a contribué à susciter, et à justifier, le contrôle public. Dans le but de garantir l'accès de tous les citoyens aux réseaux de base (l'électricité, le téléphone, le chemin de fer auquel succède la route), la puissance publique organise d'importants transferts de revenus entre régions riches et pauvres, villes et campagnes, consommateurs industriels et 'domestiques' : ainsi par exemple non seulement l'impôt mais surtout les consommateurs urbains contribuent-ils à financer l'électrification des campagnes. Traditionnellement, les réseaux sont un formidable moyen de redistribution de la richesse nationale. Enfin, l'importance stratégique des réseaux de communication (routes, services postaux puis téléphone) ou

dixit John Sherman, père des lois *antitrust* américaines, cité in James Q. Wilson, *The Politics of Regulation* (New York: Basic Books, 1980). Traduction de Jean Paul Simon, *L'esprit des règles, réseaux et réglementation aux Etats-Unis* (Paris: L'Harmattan, 1991), p. 23.

d'énergie (indépendance énergétique) contribue de façon évidente à expliquer le contrôle public sur ces industries.

Cette tutelle s'est traduite sous des formes diverses, ici par la nationalisation des secteurs de réseau, là par l'instauration de commissions de réglementation contrôlant l'efficacité et le profit des entreprises concernées, là encore par des contrats de 'concession de service public' directement conclus entre des intérêts privés et les collectivités publiques. Partout les entreprises de réseau ont joui d'un droit exclusif (i.e. d'un monopole) pour la fourniture du service considéré sur un territoire de desserte plus ou moins vaste.

La "déréglementation", c'est d'abord la remise en cause de ces droits exclusifs : la fourniture de services de réseau n'est plus considérée comme un monopole naturel. De nombreux facteurs (économiques, technologiques, juridiques, politiques, culturels...) ont contribué à l'émergence de cette conception nouvelle, selon laquelle le jeu de la concurrence doit se substituer autant qu'il est possible à la réglementation centralisée.

Pour autant le terme de "déréglementation" ne doit pas faire illusion. Les particularités qui ont induit le contrôle de ces activités par la puissance publique, et que nous venons de rappeler, n'ont pas fondu comme neige au soleil de la libéralisation. Aux équilibres réglementaires traditionnels, il faut en substituer d'autres qui préservent à la fois les exigences de la concurrence souhaitée et celles de l'intérêt général lorsqu'elles seraient susceptibles de diverger. C'est pourquoi les évolutions actuelles, bien loin d'une quelconque "dé-réglementation", induisent une activité juridico-réglementaire de première ampleur. Pour éviter toute méprise, nous préférerons, comme d'autres, employer l'expression d'"ouverture des réseaux".

Le noyau réglementaire de l'ouverture des réseaux : la définition des règles d'accès

L'ouverture des réseaux peut prendre deux formes principales, schématisées dans la figure 1. Dans le premier cas (fig. l.a), la gestion du monopole naturel est confiée à une entité exclue du marché des services de réseau. Aux Etats-Unis par exemple, il était interdit jusqu'à une date récente aux compagnies locales de télécommunications issues du démantèlement de AT&T, les *baby bells*, de participer à la concurrence sur le marché des télécommunications à longue distance. Dans le deuxième cas (fig. l.b), le gestionnaire du réseau d'infrastructure est également fournisseur de services.

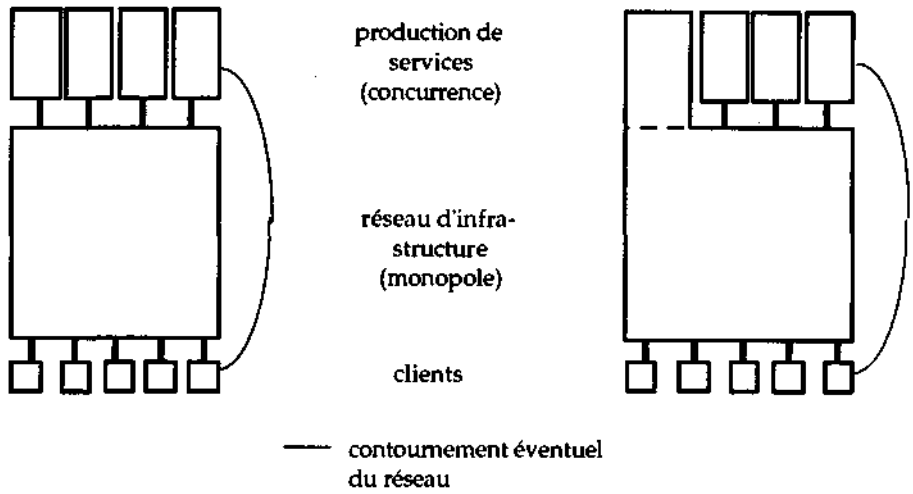


fig. 1.a. L'ouverture d'un réseau accompagnée de la séparation des fonctions

fig. 1.b. L'ouverture d'un réseau avec préservation de l'intégration verticale

Figure 1. Les deux formes de l'ouverture des réseaux

Dans les deux cas, une condition essentielle de l'efficacité économique du secteur est que les agents actifs sur le marché des services aient accès au réseau d'infrastructure dans des conditions -en particulier tarifaires- appropriées. Les possibilités de contournement du réseau sont en effet marginales, et tendraient, si elles se généralisaient, à répliquer le phénomène de duplication des infrastructures que la réglementation cherche précisément à empêcher. Le problème se complique encore dans le cas (fig. l.b) d'une ouverture sans séparation des activités : le gestionnaire de réseau est en effet incité à discriminer en faveur de sa branche ou filiale présente sur le marché des services. Les débats théoriques actuels sont relatifs à la résolution de ce problème plus complexe.

Les voies de la théorie

On peut sans schématisation excessive ramener le débat théorique sur la définition appropriée des charges d'accès à l'affrontement de deux écoles. La première, issue de la théorie des marchés contestables, propose une règle tarifaire d'une grande simplicité de principe : *l'efficient component pricing rule.* La seconde s'attache à appliquer au problème de l'accès les développements de la nouvelle théorie de la réglementation. En présentant brièvement ces deux approches, nous campons le cadre conceptuel de notre étude.

L'efficient component pricing rule (ECPR)

Reprenons l'organisation décrite par la figure l.b. On note p le prix auquel la compagnie de réseau vend le 'service complet', qui incorpore le service produit sur le segment concurrentiel et l'accès au réseau. L'ECPR recommande de définir le prix d'accès au réseau comme :

$$a = p - c$$

où c est le coût marginal de production de la compagnie de réseau sur le segment concurrentiel.

Une fois énoncée, cette règle paraît aller de soi. De fait elle possède nombre de bonnes propriétés économiques. D'abord -et c'est là sa vertu essentielle aux yeux de ses promoteurs- elle tend à rendre contestable le marché du service complet. Si un concurrent est plus efficace sur le segment concurrentiel ($c' < c$), il capte la demande de service complet $(c' + a < p)$. La contestabilité dudit marché est le gage de son efficacité. En particulier, l'ECPR guide l'entrée des concurrents de façon appropriée, à condition que p soit efficace, comme nous le verrons plus loin.

Ensuite, la mise en oeuvre de l'ECPR n'exige pas du régulateur une connaissance exhaustive des coûts de la compagnie de réseau. En particulier le réglementeur n'a pas à évaluer le coût (efficace) de production sur le segment monopolistique. Le prix p est évidemment connu du réglementeur, et le mécanisme de la concurrence contribuent à révéler le coût c.

Enfin, l'ECPR possède une propriété plus subtile : elle permet à la compagnie de réseau de compenser le manque à gagner occasionné par la perte d'un client au profit de ses concurrents. La compagnie est indifférente entre produire le service complet et accorder l'accès à son réseau. Dans les deux cas son revenu marginal est

$$p-c-c^M = a-c^M$$

où c^M est son coût marginal de production sur le segment monopolistique (ou : coût marginal d'accès). Cette propriété n'est évidemment par vérifiée si la compagnie vend l'accès au réseau à son coût marginal c^M. Dans ce cas la marge éventuelle $p - c - c^M$ réalisée sur la vente du service complet est captée par les concurrents et/ou les consommateurs. L'ECPR permet par exemple de préserver une règle de péréquation tarifaire, qui conduit le prix p à s'écarter du coût marginal $c + c^M$ et que les seules considérations d'efficacité économique conduiraient à supprimer.

Mais l'ECPR comporte des faiblesses et limitations importantes. En premier lieu, elle ne guide efficacement l'entrée des concurrents que si le prix p est efficace, i.e. égal à $c - c^M$. L'inefficacité qui se manisfeste sinon est l'exacte contrepartie de la propriété précédente.

En deuxième lieu, la compagnie de réseau peut en manipulant sa comptabilité subventionner son activité sur le segment concurrentiel par son activité de monopole, ce qui lui permet de réduire *c* en-deçà de sa valeur réelle et d'éliminer ainsi les concurrents potentiels. La réglementation doit évidemment empêcher de tels comportements, ce qui accroît les besoins d'information du réglementeur. Cette exigence est le pendant de la transparence de calcul des prix d'accès, précédemment soulignée.

Enfin l'ECPR n'incite en aucune manière la compagnie de réseau à l'efficacité sur le segment monopolistique, puisque le coût de réseau est directement transmis soit dans le prix complet soit dans la charge d'accès. En définitive un cadre plus général d'analyse doit être développé pour comparer les avantages et les inconvénients de l'ECPR.

Le problème de l'accès dans le cadre de la nouvelle théorie de la réglementation

Il convient d'abord de prendre explicitement en compte les caractéristiques de la demande. En particulier, l'ECPR considère que la compagnie de réseau et ses concurrents (fig. l.b) fournissent un service identique[2]. Une analyse plus fine du problème suppose au contraire de considérer les services fournis par la compagnie de réseau et par ses concurrents comme des substituts imparfaits[3]. Sauf dans des cas particuliers, on démontre alors que le prix d'accès doit optimalement s'écarter de l'ECPR[4].

La nouvelle théorie de la réglementation (NTR) attribue par ailleurs un rôle essentiel aux asymétries d'information entre le réglementeur et la compagnie réglementée. Elle offre ainsi un cadre adapté pour l'étude des questions de manipulations de coûts. Dans les termes de la NTR, il s'agit de

[2] Ce qui limite sérieusement la pertinence même d'une réflexion en termes d'accès. Voir sur ce point Jean-Jacques Laffont & Jean Tirole, «Libéralisation et charges d'accès», *mimeo* (Toulouse : Institut d'économie industrielle, 8 mars 1994).

[3] J.J. Laffont & J. Tirole, «The Regulation of Multiproduct Firms. Part II: Applications to Commpetitive Environments and Policy Analysis», 43 *Journal of Public Economies* 37-66 (1990), p. 39-40.

[4] J.J. Laffont & J. Tirole (1994), *op. cit.*

concevoir et de mettre en place des mécanismes révélateurs pour amener la compagnie réglementée à révéler ses vrais coûts, et des mécanismes incitatifs pour l'amener à un comportement raisonnablement efficace.

La NTR comble donc les principales lacunes de l'ECPR, au prix d'une complication considérable qui présente, à son tour, des inconvénients. D'abord, la NTR repose sur des grandeurs difficiles à repérer, et *a fortiori* à évaluer, dans l'étude d'une situation réelle. En particulier, elle fait jouer un rôle crucial à une fonction de "désutilité de l'effort des dirigeants de la compagnie réglementée", dont on perçoit bien la portée conceptuelle mais que l'on chercherait en vain à qualifier en pratique.

Ensuite la richesse même de l'analyse, telle que nous venons de l'esquisser, conduit à une combinatoire rédhibitoire des paramètres à prendre en compte et des situations à envisager. Cela a des conséquences négatives sur les développements de la théorie. D'un point de vue plus pratique, cela conduit à hiérarchiser les phénomènes observés dans la réalité pour, ensuite, soumettre à l'analyse théorique les principaux d'entre eux.

Enfin, le souhait d'atteindre la plus grande généralité possible dans les modèles théoriques, tempéré par le souci de préserver leur "manipulabilité", conduisent à une grande simplification des situations économiques particulières. L'économiste de terrain doit s'attacher à combler le fossé entre les épures de la théorie et les rugosités de la réalité.

L'ouverture des réseaux électriques et le problème de l'accès : choix méthodologiques

Le secteur électrique n'échappe pas aux bouleversements réglementaires affectant les industries de réseau, comme nous le verrons dans la première partie de cette étude. L'ouverture des réseaux électriques d'interconnexion et de distribution place au premier plan sur les agendas réglementaires la question des conditions et des prix d'accès à ces réseaux. Les études économiques qui se sont multipliées dans le contexte réglementaire récent, lourd d'incertitudes, mettent en évidence différents phénomènes qui interdisent, ou du moins rendraient inefficace, l'application directe d'une règle théorique générale. Ce constat se généraliserait, du moins peut-on le supposer, à chacune des industries de réseau considérée en particulier.

S'agissant de systèmes électriques, quelles sont ces spécificités ? Nous en retenons principalement deux, qui concernent l'une et l'autre l'analyse des coûts de gestion du réseau d'interconnexion. D'une part, les coûts

d'interconnexion s'écartent de façon sensible des hypothèses de validité des résultats généraux, notamment en ce qui concerne l'efficacité des prix. Effets externes, coûts de transaction et non-convexités invalident l'application directe des principes théoriques de tarification . La définition même des prix d'accès efficaces est alors problématique, indépendamment de et préalablement à la question de la réglementation.

D'autre part, l'organisation technico-économique des systèmes électriques porte à un niveau inhabituellement élevé l'interpénétration entre les segments concurrentiel et monopolistique de la figure 1. En particulier, la fonction de transport et d'interconnexion électrique (segment de monopole) consomme comme services intermédiaires différents services de production (segment concurrentiel) ; cette consommation intermédiaire représente une part importante des coûts d'interconnexion. Réciproquement, les coûts de production d'électricité sont très sensibles à l'efficacité de la gestion du réseau d'interconnexion. Il s'ensuit notamment que la réglementation de la compagnie de réseau prend ici un relief particulier.

Ces caractéristiques appellent des choix méthodologiques précis. Elles expliquent la forme des modèles développés dans cette étude. Nous consacrons une part importante de nos réflexions à l'efficacité proprement dite des prix d'accès. S'agissant du problème de la réglementation, nous nous écartons des modèles proposés par la théorie pour incorporer une représentation plus fine des coûts de réseau, tout en nous attachant à discuter dans les termes de la théorie les résultats de nos propres modèles. Ces choix méthodologiques apparaissent clairement dans l'organisation du présent mémoire, que nous présenterons brièvement pour conclure cette introduction.

Organisation interne du mémoire

Ce mémoire de thèse comprend trois parties, formées chacune de deux chapitres. La première partie est consacrée aux évolutions réglementaires récentes dans le secteur électrique, leurs modalités et leurs enjeux. La seconde traite des questions d'efficacité tarifaire des prix d'accès. La troisième enfin aborde la question de la réglementation et, plus généralement, de la régulation d'un système électrique ouvert.

Le premier chapitre ressemble à première vue à une étude historique du secteur électrique jusqu'à la seconde guerre mondiale, ce qu'il n'est pas. S'il voulait l'être, il ne pourrait que paraphraser les travaux d'éminents

historiens. De façon plus limitée, il vise à décortiquer *in concreto* les relations de dépendance mutuelle, d'interpénétration entre les considérations économiques et les considérations extra-économiques (i.e. réglementaires au sens large ou même politiques) dans l'organisation industrielle traditionnelle (on peut parler de modèle) du secteur électrique dans les sociétés développées. Nous analysons le rôle essentiel du couple interconnexion/ intégration dans cette organisation.

C'est cet équilibre complexe qui est globalement remis en cause par les évolutions réglementaires récentes, auxquelles est consacré le deuxième chapitre. La perspective adoptée dans l'analyse nous permet d'expliciter les principaux enjeux de ces évolutions : promotion de l'efficacité économique (au sens large) ; préservation des conditions d'exercice de différentes missions 'de service public' (ou 'd'intérêt économique général'). Nous tentons de préciser le plus finement possible les termes économiques dans lesquels ces enjeux se présentent aux réglementeurs du secteur électrique.

Le troisième chapitre débute l'étude plus normative du problème des prix d'accès. La notion de coût marginal de court terme de transport, qui soulève ici des problèmes conceptuels inusités, y est présentée et discutée. Nous étudions en particulier les limitations à l'efficacité de ces coûts marginaux qui résultent de la présence d'externalités, de problèmes informationnels et de l'existence de coûts de transaction.

Nous poursuivons cette démarche dans le quatrième chapitre, en étudiant d'une part les conséquences pratiques en termes d'efficacité des indivisibilités dans les fonctions de coût de réseau, et d'autre part celles de la variabilité-imprévisibilité des coûts marginaux de court terme de transport. Nous proposons différents critères et principes pour limiter en pratique les inefficacités induites.

Dans le cinquième chapitre, nous abordons le problème de la réglementation sous un angle plus concret que ne le font les modèles théoriques, et en tenant compte des principales interdépendances entre les coûts de production et les coûts de réseau. Nous insistons sur les aspects du problème spécifiques à l'électricité (par rapport aux modèles théoriques généraux).

Le sixième chapitre est consacré à une discussion moins formalisée de l'équilibre réglementaire à long terme nécessaire à la régulation d'un système électrique ouvert. Il met en perspective certaines pratiques réglementaires

observées. D pose la question essentielle de l'arbitrage entre consommateurs 'domestiques' et industriels.

Enfin la conclusion récapitule l'essentiel des résultats de l'étude, en évalue la portée et propose des voies de recherche.

PARTIE A

L'ORGANISATION INDUSTRIELLE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES : VERS L'OUVERTURE DES RÉSEAUX

INTRODUCTION

«Problems of welfare economics must ultimately dissolve into a study of aesthetics and morals.»
Franck H. Knight

L'analyse économique de l'accès aux réseaux électriques doit être replacée dans le contexte plus général des évolutions réglementaires en cours dans le secteur de la fourniture d'électricité. C'est qu'en effet le processus d'ouverture des réseaux touche aux fondements de l'organisation industrielle traditionnelle des systèmes électriques.

Peut-être, pour éviter tout quiproquo, faut-il d'emblée préciser ce que nous entendons par organisation industrielle. Nous retenons de cette expression l'acception la plus large. Appliquée à un secteur économique, en l'occurence la fourniture d'électricité, elle recouvrira sous notre plume à la fois l'organisation économique interne des entreprises actives dans le secteur, l'organisation du secteur lui-même et les relations entre les entreprises qui le composent, et le cadre réglementaire dans lequel le secteur s'inscrit.

On reconnaît ici le triptyque coasien : l'entreprise, le marché, la loi[1], qui s'avère particulièrement fécond pour l'étude du secteur électrique. En effet, comme on le verra, les évolutions réglementaires actuelles soulèvent deux problèmes essentiels, auxquels le cadre coasien est bien adapté : la nature et la délimitation des activités respectives de chaque entreprise (qui fait quoi ?) d'une part, et le rôle de la réglementation publique (qui doit faire quoi ?) d'autre part.

Certains auteurs retiennent une acception plus restreinte de l'expression organisation industrielle, en accordant une importance moindre au troisième terme du triptyque[2] : l'influence explicite de la loi n'est que rarement prise en considération. Cette différence s'explique aisément : l'économiste soucieux de développer un cadre théorique formalisé, ayant une portée normative générale, ne peut aller trop loin dans la prise en compte de

[1] Ronald H. Coase, «The Problem of Social Cost», *journal of Law & Economics* 1-44 (n° 3, October 1960), repris dans Ronald H. Coase, *The Firm, the Market and the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 95-156).

[2] Jean Tirole, *The Theory of Industrial Organization* (Cambridge: the MIT Press, 1988).

considérations légales et juridiques souvent très dépendantes du contexte ; au contraire, l'économiste de terrain, qui s'attache à expliquer certains phénomènes économiques par les conditions dans lesquelles ils apparaissent, doit reconnaître le rôle essentiel joué par les contraintes légales et les clauses réglementaires spécifiques dans l'organisation des activités économiques[3]. C'est à l'évidence particulièrement vrai dans le cas d'une activité hautement réglementée comme la fourniture d'électricité.

Des racines profondes pour affronter un vent violent

L'organisation industrielle du secteur électrique dans l'ensemble des pays industrialisés est prise dans un mouvement de changements rapides, rythmé par les décisions, les actions et les réactions des acteurs économiques, politiques et institutionnels concernés. Sur le seul continent européen, il ne se passe guère de mois sans qu'un gouvernement n'annonce une réforme du secteur électrique national, qu'une entreprise du secteur ne noue une alliance stratégique, que la Commission européenne n'envoie une mise en demeure à un Etat de l'Union, ou que la Cour de justice européenne n'arrête quelque décision spectaculaire. Le vent déréglementaire souffle fort.

Dans ce contexte, s'il veut simplement prémunir ses analyses contre le risque d'une péremption trop rapide et réduire le contexte d'incertitudes dans lequel elles s'inscrivent, l'économiste de terrain doit aller au-delà du simple constat de l'état du rapport des forces à un instant donné. Il doit amener au jour les mécanismes plus fondamentaux qui modèlent l'organisation industrielle qu'il observe. Or, celle-ci a des racines profondes ; elle est le produit d'une évolution historique souvent longue (plus que centenaire dans le cas qui nous occupe) qui intègre des éléments économiques et juridiques bien sûr, mais aussi, et sans doute plus profondément, géographiques[4], techniques, organisationnels, politiques (donc sociaux et culturels).

Cette opposition entre l'économique formalisable et le juridique protéiforme n'est évidemment pas 'ontologique' : elle ne fait qu'exprimer le statut auquel s'est hissé le formalisme microéconomique dans le champ économique. L'économique est fondamentalement tout aussi 'complexe-dépendant-du-contexte' que le juridique, ne serait-ce que, précisément, parce qu'ils sont indissociablement liés.

Ce facteur-là peut surprendre ; il n'est pourtant que de considérer l'histoire de l'interconnexion électrique en France pour se convaincre de son importance. Voir notamment Jacques Lacoste,«Raisons et enjeux de l'interconnexion électrique en France 1919-1941», *Cahiers du groupe Réseaux* (n°4, 1986, p. 105-58).

L'objet de cette première partie de notre étude est de replacer les évolutions réglementaires actuelles dans l'histoire du secteur électrique sur la longue durée. Chemin faisant, nous montrerons que certains fondements de l'organisation industrielle traditionnelle du secteur sont remis en cause par le mouvement amorcé d'ouverture des réseaux. Cette analyse nous permettra de cerner les véritables enjeux de l'accès aux réseaux électriques.

Naturellement, nous ne nous trouvons pas là en *terra incognita.* Le soutien de nombreux économistes, mais aussi d'historiens et de juristes nous est acquis ; il nous sera précieux. Mais nous saurons nous écarter des sentiers battus et des modèles admis, lorsque notre quête l'exigera.

CHAPITRE 1

L'ORGANISATION TRADITIONNELLE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES : DE L'INTERCONNEXION À L'INTÉGRATION VERTICALE ET HORIZONTALE

Depuis les tout débuts, une logique de l'interconnexion est à l'oeuvre dans l'organisation des systèmes électriques, qui s'enracine dans les caractéristiques technico-économiques de l'activité. En essence, l'interconnexion découle de ce qu'il est d'autant moins cher d'alimenter chaque consommateur que l'on alimente par ailleurs un plus grand nombre de consommateurs différents. C'est cette logique qui sous-tend l'extension des réseaux électriques, pour former de grands systèmes 'interconnectés' de dimensions subcontinentales, seulement bornés le plus souvent par des frontières naturelles ou politiques infranchissables.

Cependant la logique de l'interconnexion ne suffit pas à rendre compte du *modèle industriel* du secteur, incarné par des monopoles territoriaux verticalement intégrés. D'autres considérations ont joué, que la puissance publique a pour la plupart relayées. En particulier l'électricité s'est rapidement imposée comme un bien indispensable à la vie moderne. Les compagnies monopolistiques ont tôt eu la double mission (assumée et souvent même revendiquée) de fournir l'électricité au moindre coût et à tous.

A priori cette exigence d'universalité coïncide avec la logique de l'interconnexion : une même compagnie qui alimente tout le monde maximise nécessairement les gains permis par la *mise en réseau.* C'est d'ailleurs ici qu'il faut chercher la principale raison de la stabilité de l'organisation industrielle du secteur pendant plusieurs décennies. Cependant une analyse plus fine, portant davantage son attention sur les marges du modèle, les exceptions à la règle, met en évidence les zones de fragilité, les lignes de fracture possibles de ce modèle. Il ne sera dès lors pas étonnant de retrouver ces 'maillons faibles' au coeur des discussions sur l'ouverture des réseaux[5].

Voir le chapitre 2.

1.1. La logique de l'interconnexion

1.1.1. Les vertus (progressivement dévoilées) du système universel

Le grand système technique dissimulé derrière la prise *(behind the plug)* offre dès le début du siècle l'exemple d'une organisation particulièrement complexe, partiellement imposée par la nature particulière de l'électricité. Il nous faut pour débuter notre propos en pénétrer les arcanes, en exposer les principaux fondements.

L'électricité, un produit paradoxal

Débutons par un paradoxe : l'électricité, bien immatériel[6] donc non stockable, est également instantanément disponible. Des rudiments de gestion nous ont pourtant appris que le moyen économique permettant d'adapter les rigidités de la production d'un bien (ou d'un service) aux fluctuations de la demande, est précisément le stock[7].

Le produit étant non stockable, il faut donc, à chaque instant (presqu'à chaque seconde) assurer l'équilibre global au sein du système entre offre et demande d'électricité. Or le fonctionnement d'un système électrique, suivant en cela une loi universelle, est soumis à des événements imprévus (les *aléas)* affectant la production ou des écarts de la consommation par rapport aux prévisions, phénomènes dont les effets négatifs peuvent être rapides (sensibles en quelques secondes) et, surtout s'ils n'ont pas été anticipés, considérables (interruptions d'alimentation plus ou moins importantes). Pour pallier cette éventualité, des réserves de puissance électrique doivent être constituées, réserves qui ne croissent pas aussi vite que la taille du système du fait de la compensation statistique des aléas[8].

La variété des consommations vient renforcer cette première raison d'accroître la taille *et la diversité* du système. D'une part chaque

[6] Ce ne sont pas des kWh qui sont transportés dans les lignes électriques, mais une onde qui est *transmise.*

7 On sait que cette conception taylorienne de la production, qui vise à isoler l'entreprise des fluctuations de son environnement, est aujourd'hui en partie remise en cause par la notion de gestion à flux tendus.

[8] Ainsi, une loi empirique appliquée historiquement pour le système électrique français fixe le niveau de réserve disponible en permanence à *2,8. yc* (où c est la consommation à la pointe du système, exprimée en MW). D'autres principes peuvent être adoptés : une compagnie électrique peut choisir de se protéger contre l'arrêt soudain de son plus grand site de production, ce qui représente une part d'autant plus faible de la puissance de pointe que la taille du système est importante.

consommateur ne consomme pas à chaque instant mais seulement au cours de périodes relativement courtes, la puissance maximale pour laquelle il a souscrit. D'autre part ces périodes individuelles de *pointe* ne coïncident pas dans le temps, de sorte que la pointe du système est très inférieure à la somme des pointes individuelles. *La capacité de production nécessaire pour satisfaire globalement un ensemble de consommateurs est très inférieure à celle qui serait nécessaire pour satisfaire séparément chacun des consommateurs.* Faisant le calcul en 1915 pour la ville de Chicago, Samuel Insull, directeur local de la compagnie de distribution d'électricité d'Edison, calcule que le gain sur la capacité installée pour satisfaire la pointe du système (par rapport à la satisfaction séparée des pointes individuelles) est de 13% en considérant seulement quatre catégories de consommateurs et de 63% en considérant onze catégories de consommateurs[9].

Un troisième facteur, qui vient comme en surplus, contribue à justifier l'accroissement de la taille des systèmes électriques : c'est la diversité des coûts de production. Les groupes ont en effet des coûts (d'investissement et d'exploitation) très différents et l'on peut retirer de ces écarts des gains substantiels. On peut en effet distinguer les moyens de production selon le rapport entre coût d'investissement et coût variable de production propre à chaque technologie. Les groupes à coût d'investissement relativement élevé" (on peut penser dans le contexte français aux groupes nucléaires) sont efficaces pour fournir une énergie régulière tout au long de l'année. Les groupes à coût d'investissement relativement faible (mais à coût d'exploitation élevé) sont efficaces pour des fournitures plus ponctuelles. A long terme, il existe compte tenu de la consommation globale à satisfaire un dosage optimal entre les différentes technologies compétitives —les technologies coûteuses en investissement et en exploitation étant rejetées... Lorsque le parc de production est constitué, on réalise encore des gains importants par la coordination à court terme des moyens de production, coordination consistant dans son principe à faire produire en priorité les groupes dont le coût variable de production est le plus faible : c'est la règle dite de dispatching économique ou de *merit order.*

Cette (sommaire) analyse technico-économique met en évidence l'importance cruciale du caractère non stockable de l'électricité dans

Thomas P. Hughes, *Networks of Power, Electrification in Western Societies 1880-1930* (Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1983), p. 218-9.

l'accroissement irresistible de la taille des ensembles électriques interconnectés. Cette tendance est encore renforcée par la nature des usages de l'électricité ; le bon fonctionnement des économies et des villes repose de plus en plus largement sur une alimentation électrique fiable et de qualité ; la sécurité des systèmes électriques, comme plus récemment celle des systèmes informatiques et de télécommunications, est un enjeu stratégique. Que l'on songe par contrepoint à la tolérance de la puissance et de l'opinion publiques en matière de congestion routière.

Economies de diversité et de foisonnement

Ces considérations technico-économiques trouvent leur concrétisation historique dans le 'système universel' de fourniture d'électricité.

Le concept de système universel est élaboré au cours de la fameuse 'bataille des systèmes' par les concurrents de Thomas Edison et du récent système d'éclairage à courant continu qu'il vient de concevoir[10]. Dès 1895, on en trouve chez Westinghouse une description d'ensemble[11]. Il s'agissait au départ de résoudre le problème du transport de l'électricité (trop coûteux sous la forme de courant continu). Le courant alternatif à haute tension apporte une solution à ce problème important. Mais le système universel contient bien davantage que cela.

La possibilité de transporter l'énergie sur de longues distances pour un coût faible est évidemment directement intéressante : elle permet d'atteindre des consommateurs de plus en plus éloignés de 'centrales' dont la taille unitaire efficace croît régulièrement[12] ; elle permet également aux producteurs de s'affranchir de la contrainte foncière urbaine : les usines de production peuvent être installées à l'écart des villes, et l'électrcité acheminée ensuite vers les centres urbains où est concentrée la demande ; elle perment

[J] La 'bataille des systèmes' fait référence à une période de quelques années (1888-1892) au cours desquelles les partisans du système à courant continu, devenus conscients de la supériorité technico-économique du courant alternatif, cherchèrent à le combattre sur d'autres bases : juridiques, politiques, médiatiques... y compris en procédant à des électrocutions publiques d'animaux au moyen de courant alternatif à haute tension, pour prouver sa nocivité. Voir «Conflict and resolution», chapitre 5 de T. Hughes, *op. cit.*, p. 106-39).

[1] T. Hughes, *op. cit.*, p. 138.

* L'obtention d'économies d'échelle dans la production d'électricité est un facteur déterminant dans la croissance des systèmes électriques sur la longue période : elle a permis des gains de productivité considérables. Pour certains auteurs, cependant, cette phase historique est aujourd'hui révolue. Voir Richard F. Hirsh, *Technology and transformation in the American electric utility industry* (Cambridge University Press, 1989).

enfin au courant alternatif de s'imposer sur des marchés[13] où la densité de la demande est plus faible et pour lesquels le courant continu est moins adapté[14].

Mais d'emblée l'on perçoit d'autres avantages à l'extension géographique des systèmes électriques[15].

D'abord, elle permet d'accroître la diversité de la clientèle, favorisant un phénomène de régularisation de la consommation agrégée, qui améliore le facteur de charge des usines génératrices : celles-ci sont davantage utilisées, donc le capital investi est mieux rentabilisé.

Ensuite, elle permet d'appliquer à grande échelle le principe de 'marche en parallèle' des génératrices, qui existait déjà pour le courant continu. Ce système était initialement conçu pour faire face aux variations (importantes) de la demande, en raccordant ou en soustrayant au système des moyens de production selon le niveau de la demande. Mais on réalise qu'il permet dans l'exploitation une plus grande souplesse (lorsqu'il convient d'arrêter une usine pour son entretien) et une plus grande sécurité (en cas de défaillance d'une usine). De même, en reliant entre elles des centrales hydroélectriques, on obtient une production d'ensemble moins sensible aux variations incontrôlables des quantités d'eau turbinées dans chaque usine.

Enfin, le développement de réseaux à haute tension connectant au sein d'un même système anciennes et nouvelles usines de production, permet d'en hiérarchiser l'utilisation, en employant en priorité les nouvelles usines, plus économiques, et en réservant les anciennes, moins performantes, aux (courtes) périodes "de pointe".

Ces propriétés visent à tirer le plus grand bénéfice d'une part de la diversité des moyens de production (plus ou moins économiques) et des courbes individuelles de consommation (qui se complètent partiellement), et d'autre part du foisonnement des événements imprévus (variations de la demande, défaillance des équipements).

[5] En même temps qu'il les crée...

* Voir Paul A. David et Julie Ann Bunn, «L'économie des passerelles technologiques et l'évolution des réseaux : leçons apprises de l'histoire de l'électricité (première partie)», *Flux* 4, 15-29 (avril-juin 1991a), p. 22-3.

[5] Voir Hughes, *op. cit.*, p. 125 et n. 40, et p. 208 ; et Paul A. David et Julie Ann Bunn, «L'économie des passerelles technologiques et l'évolution des réseaux : leçons apprises de l'histoire de l'électricité (deuxième partie)», *Flux* 6, 33-51 (avril-juin 1991b), p. 35. Voir aussi J. Fallou, «L'état actuel de la technique des réseaux de transmission d'énergie électrique», 38 *Revue générale de l'électricité* 635-645 (9 novembre 1935).

On appelle fonction d'interconnexion cette fonction des réseaux électriques à haute tension qui consiste à relier usines de production et consommateurs au sein d'un même système pour bénéficier des économies de diversité et de foisonnement. Il est essentiel de noter que dans un ensemble interconnecté, toute association entre un moyen de production et un consommateur (ou ensemble de consommateurs) donnés est infondée économiquement (comme d'ailleurs techniquement) : c'est l'ensemble des moyens de production qui alimente l'ensemble des consommateurs.

Le «poste répartiteur»

Pour gérer l'adéquation instantanée entre une demande, variable et imparfaitement prévisible, et une offre sujette à aléas, les électriciens ont inventé un mode de régulation : le *dispatching* (ou poste répartiteur, selon l'expression française rapidement tombée en désuétude). Le rôle du dispatching est essentiel. D'ailleurs Thomas Hughes souligne :

> «Une description du système universel de fourniture d'électricité en 1910 ne serait pas complète si elle ne prenait pas en considération le rôle du dispatcher»^

L'énoncé de ses missions est à cet égard éloquent. Celles-ci étaient déjà conséquentes en 1935 lorsque J. Fallou pouvait écrire, concluant un panorama de l'extension des réseaux d'interconnexion depuis 1920 :

> «L'usine génératrice s'est vue dépossédée de l'initiative complète de la production et des manoeuvres qu'elle avait autrefois ; chaque usine n'est plus qu'un élément plus ou moins important d'un ensemble complexe dont le contrôle lui échappe, et elle est devenue un agent d'exécution aux ordres d'un organisme central : le poste répartiteur. La mission de cet organisme central ne manque d'ailleurs pas d'être délicate : son premier devoir est de prévoir à l'avance les besoins de la clientèle en fonction de l'horaire, de connaître les sources d'énergie qui pourraient être mises à sa disposition puis compte tenu de ces prévisions et de ces renseignements, d'organiser à l'avance des programmes de marche des différentes usines et d'envoyer en temps utile ces programmes aux intéressés. Il doit ensuite surveiller constamment l'exécution des programmes imposés, commander les manoeuvres de lignes que peuvent exiger les variations de la charge ou les nécessités d'entretien, et enfin en cas d'événement imprévu dans le réseau ou dans

Thomas P. Hughes, *op. cit.*, p. 214.

les usines faire donner les réserves en temps utile et faire exécuter toutes les manoeuvres nécessaires pour parer à un arrêt de la distribution»[17]

Elles se sont développées parallèlement aux progrès du calcul automatique pour inclure aujourd'hui des fonctions dynamiques, plus éloignées du 'temps réel' : gestion des stocks de ressources primaires (réservoirs hydrauliques, combustible nucléaire, ordonnancement des arrêts programmés d'équipements), étude simulée des effets de pannes intempestives d'équipements. Surtout elles ont intégré la dimension économique *(merit order)* décrite plus haut[18]. Enfin, par extension, on peut regrouper sous le terme de 'dispatching de long terme' les activités de planification centralisée du parc de production dans une zone donnée (développement optimal en volume et en structure).

Organisme central de prévision et de gestion, de décision et de contrôle, le dispatching est le véritable *opérateur* du système électrique. Il a la charge de tirer parti au meilleur coût des effets de réseau (effets de diversité et de foisonnement)[19].

Alternativement il est intéressant d'analyser le dispatching comme un dispositif permettant de simuler le fonctionnement d'un marché. Son rôle est bien en effet de mettre en concurrence les divers moyens de production pour satisfaire la demande à chaque instant au moindre coût, dans les limites imposées par la nature particulière du produit électrique.

[17] J. Fallou, *op. cit.*, p. 644.

[18] Le fait que cette dimension économique ait été à l'origine absente des missions du dispatching, comme l'atteste la description de J. Fallou, suggère la prééminence d'une logique technique de coordination sur une logique économique de contrôle dans le développement initial des systèmes interconnectés. On sait cependant que la question de l'utilisation rationnelle des ressources énergétiques (prioritairement nationales) a été au coeur du processus d'interconnexion en France. Voir Jacques Lacoste, *op. cit.* Mais la règle est alors simple : il faut produire prioritairement de l'hydroélectricité nationale (plutôt que du charbon étranger).

[19] II faut distinguer ces effets de réseau des classiques effets de taille, comme nous le développerons plus loin.

La permanence sur la longue durée des principes de management des systèmes électriques

Les lignes qui précèdent sont en elles-mêmes la preuve de l'extraordinaire longévité des principes qui sous-tendent le système universel de Westinghouse. Nous avons pu en effet situer les pratiques actuelles de gestion des systèmes électriques dans la continuité de celles établies en 1895! Cette longévité, et c'est là le point le plus intéressant, n'était pas donnée à l'avance. Ce sont en vérité les vertus potentielles, progressivement révélées, du système universel qui l'ont produite. Dispatching économique et développement du calcul automatique et notamment des techniques informatiques de simulation sont postérieurs à l'invention' du système universel, mais il a pu les absorber naturellement. Son développement a été renforcé par la tendance, non démentie pendant presqu'un siècle, à l'accroissement de la taille unitaire des usines de production, rendant la coordination technique et économique d'autant plus avantageuse.

La fonction d'interconnexion est la clé de voûte du système universel et des techniques de gestion auxquelles il a donné naissance, comme l'attestent les travaux de T. Hughes déjà largement cités ici. Hughes montre en effet qu'à la fin des années 1920 il existe un consensus parmi les gestionnaires de systèmes électriques aux Etats-Unis et en Europe sur les principes de gestion adaptés à leur métier.

> «1. Réaliser des économies d'échelle en construisant de grandes unités de production (turbines à eau et à vapeur) ;
>
> 2. Situer les unités de production à proximité des lieux de consommation ou de sources d'énergie bon marché et près de sources abondantes d'eau de refroidissement (pour les centrales thermiques géantes) ;
>
> 3. Transporter l'électricité vers les lieux de consommation (grâce à des lignes de transport à haute tension) ;
>
> 4. Favoriser une consommation de masse par une politique de bas prix et de différenciation tarifaire, et susciter la demande par l'offre ;
>
> 5. Interconnecter les centrales de production pour un emploi optimal de leurs caractéristiques différentes ;
>
> 6. Interconnecter les différents consommateurs pour bénéficier de la diversité des demandes et améliorer le facteur de charge des équipements ;
>
> 7. Centraliser la gestion *(control)* des consommateurs et des centrales de production interconnectés (en établissant des dispatchings ou centre répartiteurs ;

8. Etablir des prévisions de la demande pour réaliser la meilleure gestion possible du système interconnecté ;

9. Réduire la capacité de production et de réserve et coordonner les arrêts pour entretien grâce à l'interconnexion ;

10. Accepter la réglementation publique en échange du monopole naturel ;

11. Rechercher des taux de rentabilité stables et suffisants pour obtenir des capitaux à un coût raisonnable.»[20]

L'interconnexion permet notamment l'utilisation optimale de moyens de production complémentaires (principe 5) et la maximation du facteur de charge (principe 6), qui apparaissent comme les facteurs essentiels de la croissance des systèmes électriques sur la longue durée[21].

Selon les termes de Hughes,

> «[Ces] principes de gestion des systèmes électriques (...) ont été l'innovation la plus importante depuis l'élaboration au dix-neuvième siècle des concepts de gestion dans le domaine ferroviaire.»[22]

1.1.2. Les modalités de l'interconnexion

L'interconnexion consiste ainsi en la coordination entre producteurs et consommateurs[23] d'électricité (coordination verticale) sur un territoire plus ou moins vaste (coordination horizontale). Comment cette coordination est-elle réalisée en pratique ? Nous discuterons successivement les modalités organisationnelles de coordination verticale et horizontale. Mais il nous faut d'abord revenir sur le support technique de l'interconnexion : le réseau.

Le réseau d'interconnexion : haute tension et maillage

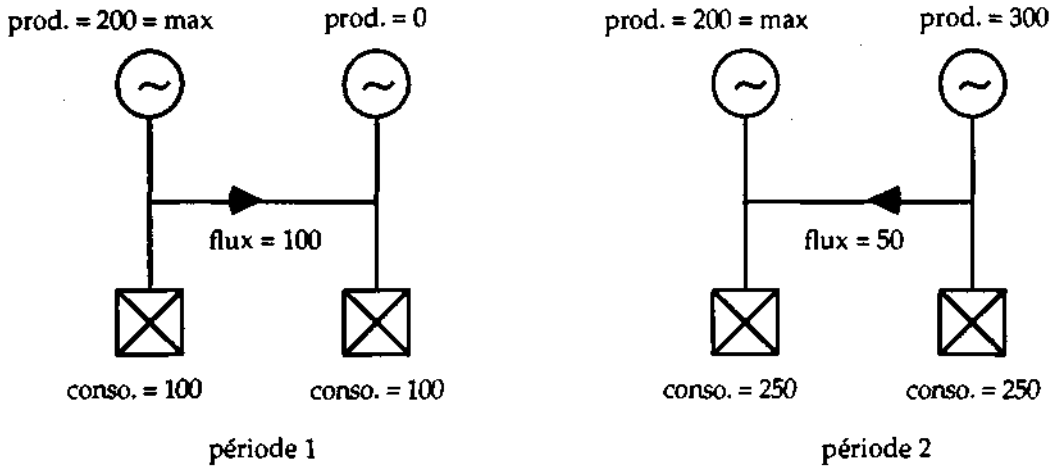
La coordination qui est l'essence de l'interconnexion repose avant tout sur les échanges d'énergie au sein du système territorial que forment les producteurs et les consommateurs interconnectés. Ces échanges varient considérablement, en volume et même en direction, selon les conditions instantanées d'exploitation (la fig. 1.1.1 illustre simplement ce phénomène).

[20] T. Hughes, *op.cit.*, p. 370-371.

[21] *ibid.*, p. 462-4.

[22] *ibid.*, p. 371.

[23] Ou distributeurs, alimentant un ensemble de consommateurs.



Dans la période 1, le groupe situé au noeud A, plus économique, produit la totalité de l'énergie consommée. Dans la période 2, la consommation s'accroît et la production au noeud A ne peut plus augmenter : on fait appel au groupe moins performant situé au noeud B. Entre les deux périodes, le flux sur la liaison A-B s'est inversé.

Fig. 1.1.1. Les flux sur un réseau d'interconnexion sont très variables

Les réseaux d'interconnexion, qui forment le support physique des échanges d'énergie, possèdent deux caractéristiques importantes : leur très haute tension et leur structure maillée. L'adoption de tensions élevées (la moyenne en Europe est d'environ 400 000V) s'explique par le fait qu'à coût d'investissement égal, la capacité de transport croît avec la tension. De plus, la part relative des pertes (énergie consommée par les lignes de transport) décroît lorsque la tension croît. La tension optimale dépendra alors essentiellement de deux facteurs : la taille unitaire des usines de production et la densité de consommation, qui déterminent les couples (puissance transportée, distance de transport). La grande variabilité des échanges explique que les réseaux ont une structure maillée, car, selon l'expression de Henri Persoz, «c'est la structure qui s'adapte le mieux au mouvement brownien»[24]. La structure maillée a un autre avantage : compte tenu de la redondance des chemins entre les noeuds du réseau, elle offre une meilleure

[24] Henri Persoz, «Le transport de l'énergie électrique», *Metropolis* (n°73-74, 1986), p. 10. Par comparaison, les réseaux dont la seule mission est d'acheminer l'énergie d'une région de production vers une région de consommation ont davantage une forme linéaire (voir René Pélissier, *Les réseaux d'énergie électrique, t.* 3, *Architecture et développement des réseaux* (Paris : Dunod, 1975), p. 162-86).

résistance aux aléas (indisponibilités de lignes)[25]. Naturellement, ces propriétés systémiques de la structure maillée ont leur contrepartie : la gestion du réseau est plus complexe, la propagation des perturbations moins maîtrisable.

Nous avons vu plus haut que la fonction d'interconnexion créait une solidarité économique globale entre producteurs et consommateurs d'électricité. Le réseau d'interconnexion renforce cette solidarité, de trois manières.

D'abord, les lignes du réseau n'ont pas une capacité infinie. Dans certaines conditions d'exploitation, certaines d'entre elles sont saturées. Il faut alors dégrader le dispatching économique (le *merit order)* permis par l'interconnexion généralisée : à la marge de l'optimum, certains moyens de production doivent être substitués à d'autres pourtant plus économiques pour 'lever' la contrainte de saturation.

Ensuite, le transport d'énergie engendre des pertes. Il n'est en pratique jamais profitable de dégrader le dispatching économique pour réduire les pertes : ce principe résulte de la simple comparaison des coûts en jeu[26]. Mais il faut les 'compenser' ; c'est-à-dire qu'à chaque instant la production doit être égale à la consommation finale *additionnée des pertes* (consommées comme bien intermédiaire par le réseau). Cette compensation se traduit en coûts d'énergie (ou, si l'on veut, en coûts de combustibles) mais aussi en coûts de puissance (ou de capacité) à niveau de la puissance consommée en pertes à l'heure de pointe du système. Dans le long terme, le planificateur du réseau (supposé bienveillant) s'attache à minimiser le coût global de fourniture de l'énergie en arbitrant entre coûts de réseau (investissement) et surcoûts de production (pertes, 'redispatching').

Enfin, les réseaux maillés sont régis par les lois de Kirchhoff (loi des noeuds et loi des mailles), qui répartissent les flux dans les lignes du réseau en fonction des conditions globales d'exploitation : que la production ou la consommation en un noeud varient, et chaque flux s'en trouve (plus ou moins) modifié.

Dans une organisation intégrée, ces coûts sont alloués de façon forfaitaire aux différents consommateurs d'un même fournisseur. Cette allocation se transforme en un casse-tête contractuel lorsque des intérêts

[25] *ibid.*, p. 82.

[26] Sauf pour arbitrer entre deux moyens identiques.

différents sont en jeu[27]. C'est dire l'importance des modalités organisationnelles de coordination entre producteurs, transporteurs et consommateurs d'électricité que nous allons maintenant étudier.

La coordination de sous-sytèmes verticalement intégrés au sein d'ensembles interconnectés

En matière de coordination verticale entre production, transport et distribution d'électricité, le modèle le plus fréquent est celui de l'intégration. Aux Etats-Unis,

> «traditionnellement la compagnie typique est verticalement intégrée, produisant de l'électricité, la transportant et la distribuant aux consommateurs.»[28]

En Europe, le constat est un peu plus nuancé pour rendre compte d'une situation peu différente :

> «Dans les pays [européens], un groupe de producteurs-transporteurs structure le secteur. Ce groupe possède en propre une part majoritaire de la distribution et contrôle indirectement, soit par ses investissements soit par des contrats à long terme la plupart des ventes d'électricité aux consommateurs finals.»[29]

Nous reviendrons plus en détail sur ce 'modèle industriel'[30] (cf *infra.* 1.2.). Admettons-en la forme pour l'instant. Un constat s'impose : ni en Europe, ni aux Etats-Unis, l'intégration production-transport-distribution ne s'étend à l'ensemble d'un réseau interconnecté. En Europe, le modèle d'intégration ne franchit jamais les frontières nationales, alors que les ensembles interconnectés ont une dimension sous-continentale (il y en a

[27] L'ouverture des réseaux fait réapparaître le réseau, que les monopoles verticaux avaient eu tendance à occulter (à forfaitiser), en tant qu'enjeu et ressource économiques. Voir Olivier Coutard, «Economies of Grid Systems in Reconfiguration: Competition in the Electricity Supply Industry in the United States and in the European Community», in Jane Summerton, éd., *Changing Large Technical Systems* (Boulder (CO): Westview Press Ltd, à paraître, 1994) ; voir aussi Richard D. Tabors, «Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons», submitted to *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (1993). Et pour un constat analogue dans le secteur des télécommunications, voir notre compte rendu (dans *Flux* 13-14) de l'ouvrage de Nicolas Curien et Michel Gensollen, *Economie des télécommunications, ouverture et réglementation* (Paris : ENSPTT-Economica, 1992).

[28] Paul L. Joskow, «Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry», *Brookings papers on Economic Activity : Microeconomics* (Washington D.C.: The Brookings Institution, 1989, 125-99), p. 129

[29] Jean-Paul Bouttes et Pierre Lederer, «The Organization of Electricity Systems and the Behavior of Players in Europe and the US», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

[30] Selon les termes de Jean-Paul Bouttes et Pierre Lederer, *ibid.*

quatre distincts). Aux Etats-Unis, un constat analogue peut être fait en substituant les Etats fédérés aux Etats-nations; Encore les dimensions des monopoles verticaux sont-elles souvent beaucoup plus réduites que celles des Etats. De toute façon, quelle que soit leur taille, des monopoles voisins ont d'abord intérêt puis obligation à se coordonner. Intérêt parce que les économies de diversité et de foisonnement sont, y compris à cette échelle continentale, «tellement plus importante(s) que le coût des lignes qui ont juste à traverser la frontière pour 'tendre la main' aux réseaux voisins que le phénomène de 'tache d'huile' est en fait irrésistible»[31] : c'est précisément ce que traduisent ces grands ensembles interconnectés. Une fois l'interconnexion acquise, cet intérêt à la coordination devient en partie obligation : la solidarité de fonctionnement créée par les réseaux entre systèmes intégrés impose des obligations mutuelle, notamment en termes de participation aux réserves d'exploitation et en termes de compensation pour les échanges intempestifs sortant des cadres contractuels.

Cette coordination horizontale peut revêtir des formes multiples, comme l'illustre le système électrique des Etats-Unis. La *Federal Energy Regulatory Commission* (la commission fédérale chargée de la réglementation du secteur) distingue en effet au moins cinq niveaux de coordination[32] : la simple interconnexion, le *pool* informel, le *pool* formel souple, le *pool* formel étroit et l'intégration.

L'interconnexion simple consiste pour deux compagnies voisines (ou davantage) à établir entre elles des lignes d'interconnexion pour se porter secours mutuellement (économies de foisonnement) et pour procéder à des échanges d'énergie (appelés échanges à bien-plaire) tirant parti du décalage de leurs courbes de charge (économies de diversité). Lorsque le nombre de compagnies interconnectées devient élevé, un centre d'enregistrement des flux d'interconnexion peut être institué. Un tel centre existe pour le réseau européen interconnecté de l'UCPTE[33], à Laufenbourg en Suisse. Il reçoit les

[1] Henri Persoz, «L'interconnexion des réseaux électriques : de l'Europe de l'ouest à l'Europe élargie», *Annales des Mines* (série Réalités industrielles, n.s. 'l'Europe des grands réseaux', avril 1991, 43-8), p. 44.

* Federal Energy Regulatory Commission, *Power Pooling in the United States* (Washington D.C.: US Government Printing Office, 1981).

* L'Union pour la Coordination des Producteurs-Transporteurs de l'Electricité fondée en 1951, regroupe les compagnies des 12 pays de l'ensemble interconnecté ouest-européen. «L'UCPTE a pour objet de rechercher la meilleure utilisation des moyens de production et de transport de l'énergie électrique existant ou éventuellement à créer. Elle s'efforce de faciliter et de

prévisions d'échange entre les différentes entreprises interconnectées, et est chargé de contrôler l'état du réseau, de mesurer en permanence les flux sur le réseau et d'enregistrer les échanges entre partenaires.

Le *pool* informel est

> «un groupement de compagnies qui se sont accordées sur des pratiques et des principes de gestion de leurs systèmes interconnectés, qui procèdent conjointement à l'évaluation des besoins d'équipements pour l'ensemble de la zone de desserte commune, qui s'accordent sur des critères d'évaluation des performances de chacune d'entre elles, qui échangent des informations sur leurs investissements, et qui recherchent la coordination la plus large possible pour des raisons économiques et de fiabilité ; mais le *pool* informel repose sur l'adhésion volontaire des membres aux règles et aux principes du *poofi**.»

Les échanges d'énergie, fondés comme précédemment sur le volontariat, sont complétés par des échanges d'information sur la consommation, les décisions de planification... censés améliorer l'efficacité d'ensemble.

Un *pool* devient formel lorsque la coordination entre compagnies membres du *pool* fait l'objet d'un contrat, i.e. lorsque

> «deux systèmes électriques ou davantage (...) coordonnent la planification et/ou l'exploitation de leurs équipements dans le but de réaliser des gains d'économie et de fiabilité ; et lorsque cette coordination fait l'objet d'un contrat précisant les responsabilités de chacune des parties[35].»

On distingue encore entre les *pools* formels lâches *(loose)* et les *pools* formels étroits *{tight),* les seconds se distinguant par l'existence d'un dispatching et d'un système de pénalités pour le non respect des engagements contractuels. Une coordination horizontale poussée à sa limite aboutit à une régulation technique très proche du monopole verticalement intégré. Elle s'en distingue cependant sur le plan économique : autonomie de gestion des sous-systèmes et partage des gains de l'interconnexion.

promouvoir les échanges internationaux d'énergie électrique entre les différents partenaires de l'interconnexion (...)» (doc. UCPTE).

[34] Federal Energy Regulatory Commission, *op. cit.*, p. 6, n. 1.

[35] *Ibid.*, p. 9, n. 2.

1.1.3. Le partage des gains d'interconnexion

D'après ce qui précède, la question de la répartition des gains liés à l'interconnexion est posée à deux niveaux, dans des termes assez différents : d'une part au sein de chaque sous-système interconnecté, d'autre part entre sous-systèmes interconnectés.

Répartition des gains au sein d'un sous-système intégré

Au sein de chaque sous-système —pour fixer les idées, nous considérerons une compagnie de production-transport-distribution— se pose la question de la répartition entre les différents consommateurs du coût global de fourniture. En d'autres termes, l'interconnexion ne doit pas seulement profiter à l'ensemble des consommateurs de la compagnie, mais *à chacun d'entre eux (pris individuellement)* par comparaison au coût qu'il devrait consentir pour s'auto-fournir. Lorsque cette condition est remplie, on parle d'une situation exempte de subventions croisées[36]. Dans ce cas aucun consommateur n'a intérêt à quitter le 'club' des clients du monopole.

Or, quand bien même sont vérifiées les hypothèses sous lesquelles la fourniture d'électricité est un monopole naturel[37], certains consommateurs peuvent avoir intérêt à s'alimenter eux-mêmes —ce qui est en l'espèce économiquement inefficace[38]. En effet les barèmes de prix appliqués par le monopole peuvent instaurer des subventions croisées entre consommateurs. Les subventionneurs (les consommateurs qui paient plus qu'ils ne devraient) sont alors incités à se retirer —s'ils en ont la possibilité[39].

Notons d'emblée que cette situation n'est pas propre à l'électricité. Jean de la Brunetière et Nicolas Curien mettent en évidence d'importants transferts de revenus entre clients et entre services dans le secteur français

[3] Au sens généralement admis que l'économiste américain Gerald Faulhaber a donné à ce terme : sous contrainte globale d'équilibre budgétaire, les prix sont exempts de subventions croisées s'ils sont «such as to make it more costly for any group of [customers] to 'go it alone'» (Gerald R. Faulhaber, «Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises», 65 *American Economic Review* 966-77 (n° 5, 1975).

[7] C'est notamment le cas si l'on suppose que tous les producteurs ont accès aux mêmes technologies de production (voir la section 5.2 ci-après pour une discussion détaillée sur ce point).

* Puisque par hypothèse on a affaire à un monopole naturel.

' Ce qui ne nécessite pas nécessairement des réseaux ouverts ; notamment un consommateur industriel peut devenir autoproducteur.

des télécommunications[40]. Les pressions exercées par les clients subventionneurs pour la modification des structures tarifaires à leur avantage sont d'autant plus fortes que s'offrent à eux des possibilités crédibles d'évasion —possibilités précisément accrues par la libéralisation actuelle des secteurs en question.

Il y a donc lieu dans l'intérêt collectif de différencier les prix selon les consommateurs. La difficulté technique vient de ce que l'on ne sait pas établir rigoureusement la distinction entre différenciation (souhaitable) et discrimination (illégale)[41]. Ceci résulte de plusieurs raisons. D'abord, l'existence de forts coûts fixes expose particulièrement ici la définition de l'absence de subventions croisées à la critique développée par E. Ralph : les coûts fixes donnent une latitude considérable pour fixer les prix, y compris dans des domaines que le bon sens réfute[42]. Ensuite, la différenciation tarifaire souhaitable ('pareto-améliorante') repose sur une connaissance fine des fonctions de demande des consommateurs individuels, y compris loin des conditions usuelles de fonctionnement du marché ; cette connaissance est malaisée, donc coûteuse, et toujours contestable. Enfin, s'agissant de services de réseau (de biens-réseaux ou biens-systèmes dans la terminologie de certains économistes), l'acception de Faulhaber souffre d'une autre limitation : le service fourni par le réseau et le service obtenu sur une base isolée ne sont pas entièrement comparables. En matière de fourniture

' Jean de la Brunetière et Nicolas Curien, «Les transferts de revenus induits par la tarification téléphonique entre catégories d'abonnés et entre types de prestations», 39 *Annales des télécommunications* 469-86 (n°ll-12, nov-déc 1984).

I Difficulté d'autant plus grande que la différenciation (légitime) n'est pas nécessairement fondée sur les coûts. Comparer le point de vue réglementaire : «lorsqu'une firme vend le même service à des prix qui ne sont pas proportionnels aux coûts, il y a discrimination»(Charles F. Phillips, Jr, *The Regulation of Public Utilities* (Arlington, VA, USA: Public Utilities Reports, 2nd éd. 1988) p. 414) et le point de vue de l'économiste : «même lorsque le service [aux gros consommateurs] n'est pas moins coûteux, les rabais sur les quantités peuvent être économiquement efficaces» (S.J. Brown & D.S. Sibley, *The theory of public utility pricing* (Cambridge, MA: Cambridge University Press 1986), p. 129). Certes Phillips caractérise des cas où la discrimination peut être souhaitable —cas de 'différenciation' selon nos termes— mais sa discussion n'est pas reliée à la discussion économique correspondante (ainsi, il considère une panoplie de tarifs uniformes, alors que la différenciation tarifaire économique repose essentiellement sur des tarifs non linéaires) ; sa caractérisation des cas favorables est dès lors bien alambiquée *(op. cit.,* p. 416-7).

' E. Ralph remarque qu'en présence d'importants coûts fixes d'installations, la définition faulhaberienne admet des structures tarifaires évidemment inéquitables —lorsqu'un consommateur supporte l'essentiel des coûts fixes. Voir Eric Ralph, «Cross-Subsidies: A Novice's Guide to the Arcane», *mimeo* (Monash University: Public Sector Management Institute, 12 August 1988), p. 18-9.

d'électricité, le réseau apporte une qualité et une garantie de service que le 'fournisseur isolé' ne peut pas offrir. La fourniture isolée doit-elle être évaluée avec ou sans ces services de réseau ?

Plus profondément, l'interconnexion est le symbole d'une triple péréquation : l'égalité d'accès de tous les consommateurs aux moyens de production (par opposition à l'attribution des moyens les plus économiques à certaines catégories de consommateurs) ; la responsabilité partagée de la pointe du système (par opposition à la discrimination des consommateurs par exemple selon la variabilité de leur demande) ; la solidarité face au risque (par opposition à la 'dépéréquation devant les aléas'). Si cette triple péréquation est souvent aménagée, elle n'en produit pas moins fréquemment une rigidité importante en matière de différenciation tarifaire, dommageable à l'efficacité économique.

Répartition des gains entre sous-systèmes interconnectés

Les enjeux ne sont ici *a priori* pas les mêmes. Les ensembles interconnectés aux Etats-Unis comme en Europe ont des dimensions régionales[43] ; chacun est composé de nombreux sous-systèmes verticalement intégrés et de *pools* plus ou moins étroits. Les contrats d'échange d'énergie au sein de ces ensembles constituent une première forme de concurrence entre compagnies traditionnelles[44]. Lorsque deux compagnies contiguës passent un tel contrat, elles en partagent naturellement le bénéfice. Cette règle de partage du gâteau *(split-the-savings rule)*, qui est l'essence des contrats bipartites, est une pratique traditionnelle dans le secteur électrique[45].

Les échanges d'énergie 'à bien-plaire' (terme qui désigne les échanges décidés avec un préavis de quelques heures pour une durée de quelques heures) au sein du Nordel, instance réunissant les compagnies électriques Scandinaves, en offrent une illustration éclatante. Au sein du Nordel, selon les règles récemment encore en vigueur, les échanges entre compagnies sont

' Au sens américain du terme, qui désigne une échelle intermédiaire entre le niveau des Etats et le niveau fédéral. On pourrait parler de dimensions sub-continentales. En Europe, l'échelle est typiquement supranationale.

[1] Voir James L. Plummer, «Overview of Emerging Competition», in: James L. Plummer & Susan Troppmann, eds, *Competition in Electricity, New Markets & New Structures* (Arlington, Virginia: Public Utilities Reports & Palo Alto, California: QED Research, 1990). p. 3.

' Voir Joe D. Pace, «Wheeling and the Obligation to Serve», 8 *Energy Law journal* 265-302 (1987), p. 272: «[T]he electric utility industry (...) has a long history of relying upon split-the-savings arrangements between parties with equal bargaining power (...)».

limités aux seules compagnies limitrophes (directement connectées), ce qui exclut les échanges entre la Finlande et le Danemark (et, de fait, les échanges entre la Finlande et la Norvège)[46], mais ce qui évite surtout l'émergence de problèmes de tarification du transport entre compagnies. Les compagnies confrontent continûment leurs coûts marginaux de production, c'est-à-dire le coût variable d'exploitation du groupe le plus cher en service dans chaque pays[47]. (Rappelons que le coût variable d'exploitation est la grandeur employée dans le dispatching économique, à court terme, des moyens de production.) Lorsqu'un écart (suffisant) apparaît, les compagnies décident d'échanger : celle qui peut accroître sa production pour un coût moindre vendra à l'autre, qui réduira sa production d'autant. Le volume de l'échange est fixé par la première des deux compagnies qui atteint la limite du palier de coût qui justifiait l'échange. Par exemple la compagnie exportatrice ne s'engagera pas sur un volume d'échange nécessitant qu'elle recoure à des moyens de production plus coûteux. Selon les recommandations du Nordel, le prix de l'échange doit aboutir à un partage égal du profit ; il est donc égal à la valeur moyenne entre les deux coûts variables d'exploitation. On a là l'expression la plus simple de la règle de partage du gâteau.

Cette règle s'étend naturellement au cas où plusieurs agents sont concernés[48]. Ainsi, lorsque deux sous-systèmes non contigus veulent conclure un contrat d'échange, ils requièrent d'un sous-système tiers un service de *transit* : selon la conception traditionnelle, il serait normal que le tiers demande et obtienne sa part du gâteau en guise de rémunération de ce service de transit.

Cette conception diffère d'une autre approche, favorisée par les instances de réglementation : la rémunération du service de transit sur la base de son coût. Selon lesdites instances en effet, les règles de partage du gâteau avantagent trop les compagnies intermédiaires, en position de monopole donc de force. Elles reviennent en effet à permettre à la compagnie

[46] Voir Nordel, *Offprint from Annual Report* (Oslo, Norvège : Nordel, 1989), p. 20. L'Islande, qui est également membre du Nordel, n'est pas reliée au continent.

[47] En fait, chaque pays du Nordel comprend plusieurs compagnies électriques ; lorsqu'une compagnie unique n'est pas en charge du dispatching national, des règles de coordination s'appliquent, qui sont similaires dans l'esprit à celles en vigueur au niveau du Nordel. Voir Vattenfall, *The National Control Centre* (Vallingby, Suède, non daté), p. 4.

[48] William W. Hogan, «Contract Networks for Electric Power Transmission» (Harvard University, J.F. Kennedy School of Government, Energy and Environmental Policy Center, WP réf. E 90-17, September 1990), p. 4.

intermédiaire de substituer dans les faits un contrat d'achat/revente au contrat de transport souhaité par les parties. Ôr selon les termes de Charles Stalon, ancien membre de la commission américaine de réglementation : «En exerçant son pouvoir de monopole sur le transport, la [compagnie intermédiaire] peut tirer parti de la souplesse des règles de partage du gâteau pour s'assurer une part plus large des gains par un arrangement d'achat/revente que ce qu'elle obtiendrait par un simple service de transit[49]».

Cette discussion sur le partage des gains d'interconnexion illustre deux problèmes de portée plus générale. D'une part, elle met en évidence le lien fort entre le prix des services finals et le prix du transport. Si la tarification des services finals est trop distordue au détriment de certains consommateurs, certains comportements inefficaces (d'évasion) sont encouragés. L'ouverture des réseaux, qui facilite l'évasion, accroît donc l'inefficacité engendrée par ces distorsions. Des prix de transport *ad hoc* peuvent dans une certaine mesure corriger cette inefficacité, mais en contrepartie d'autres inefficacités. Ce point fait l'objet de la section 5.2 de notre étude. D'autre part, elle introduit une question essentielle que l'on peut énoncer ainsi : le prix du transport doit-il être fondé sur son coût ou sur la valeur (le prix) du service final dont il est une composante ? Nous reviendrons sur ce problème à différentes reprises dans la seconde partie de ce travail.

1.2. L'intégration : le réseau, support d'un monopole de service

Ainsi que cela a été développé dans la section précédente, l'interconnexion se définit comme une *coordination* verticale (du producteur au consommateur) et horizontale (entre producteurs et entre consommateurs) des décisions au sein des systèmes électriques. Sur un plan général, la coordination entre agents économiques peut prendre des formes variées, et ne doit pas nécessairement émaner d'une structure intégrée, c'est-à-dire d'une instance de décision unique. Prix de marchés, contrats, normes et réglementations sont autant de formes (non exclusives) de coordination au sein de l'économie. C'est pourtant le modèle de l'intégration (coordination

' «By exercising its monopoly power over transmission, the [intermediate utility] may be able, under the flexibility granted by split-the-savings rules, to garner a larger share of the gains from the buy-sell trade than from wheeling.», Charles G. Stalon, «Current Issues in Transmission Access and Pricing in the US Electric Industry», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990), p. 11.

hiérarchique à long terme) qui s'est imposé. Ce fait historique s'explique en partie par des raisons de nature économique, mais d'autres considérations jouent également un rôle important.

1.2.1. Les raisons économiques de l'intégration

Les études historiques, à l'instar de celle de Thomas Hughes, ne se soucient guère de distinguer entre simple coordination et intégration dans l'organisation économique des sytèmes électriques. Pour le non-économiste, le degré d'intégration (directe ou par le biais de sociétés de holding) semble même constituer la mesure du niveau de coordination. Cette équation, pour simplificatrice qu'elle soit, corrobore cependant en première approximation l'analyse économique de la section précédente. L'exemple de la France permettra d'illustrer le propos.

Les études historiques portant sur l'électricité en France avant la seconde guerre mondiale ont en effet les traits d'un verdict sans appel[50] : d'une myriade de producteurs d'électricité (hydraulique et thermique) auxquels s'adjoignent progressivement de nombreux transporteurs (exploitant chacun une ou quelques lignes et électriques), l'on passe à un club de plus en plus restreint de producteurs-transporteurs-distributeurs. Ce processus est rapide, concentré pour l'essentiel sur une vingtaine d'années, et profond, puisqu'il aboutit au début des années 1940 à la domination du marché français par deux grands groupes industriels.

La logique de rationalisation sous-jacente à ce mouvement de concentration est par exemple soulignée par Henri Morsel :

> «L'objectif des plus grands groupes était de remembrer le transport et la distribution, d'intégrer tous les segments de production afin de rationaliser

[50] On se reportera en particulier à Henri Morsel, «Panorama de l'histoire de l'électricité en France dans la première moitié du vingtième siècle», in: Association pour l'histoire de l'électricité en France, *Un siècle d'électricité dans le monde* (Paris: Presses universitaires de France, 1987, p. 85-117) ; Jacques Lacoste, *op. cit.* ; Maurice Lévy-Leboyer «The French Electrical Power System: An Inter-Country Comparison», in: Renate Mayntz and Thomas P. Hughes, eds, *The Development of Large Technical Systems* (Frankfurt: Campus, 1988, pp. 216-62) ; traduction française : «Le système électrique en France 1880-1940 (une comparaison inter-pays)», *Revue française de gestion* 88-99 (septembre-octobre 1988) ; Christian Stoffaës, dir., *Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique* (éditions PAU, 1994) ; Jean-Paul Bouttes, Raymond Leban et Pierre Lederer, *Organisation et régulation du secteur électrique : un voyage dans la complexité* (Paris: Conservatoire national des arts et métiers-Centre de recherche en économie et management, décembre 1990).

l'activité, tout d'abord au niveau de vastes régions puis dans les années 1930 sur l'ensemble du territoire»'*

Cette logique incorpore plusieurs dimensions économiques. Elle renvoie tout d'abord à la recherche (classique) d'effets de taille, recensés par exemple par CF. Phillips dans le cas des sociétés électriques de holding aux Etats-Unis :

«les grandes centrales de production (...), un moindre coût des capitaux (...) [la possibilité de posséder] un département de recherche (...) l'achat de fournitures en gros (...)des profits suffisamment importants pour attirer des gestionnaires talentueux".»

Ces effets de taille ont une importance particulière dans les activités fortement capitalistiques comme la fourniture d'électricité. La rationalisation renvoie ensuite à la recherche d'effets d'interconnexion, plus spécifiques à l'électricité et que nous avons décrits plus haut (économies de diversité et de foisonnement). Selon cette perspective, on dira que la structure intégrée s'est imposée comme la forme d'organisation économique la mieux adaptée pour engranger les gains liés à ces effets de taille et d'interconnexion. Cette argumentation est supportée par une analyse économique en termes de coûts de transaction, qui apparaît comme la troisième dimension économique de la logique de rationalisation et d'intégration.

Organisation du secteur électrique et coûts de transaction

L'économie des coûts de transaction vise précisément à expliquer la variété des modes de coordination des décisions économiques (principalement : structures intégrées ou hiérarchiques, contrats, marchés). Elle s'enracine dans l'intuition fondamentale de Ronald Coase :

«La principale raison pour laquelle il est intéressant de constituer des firmes semblerait être que l'utilisation du mécanisme des prix comporte un coût *(there is a cost of using the price mechanism)*[5]^.»

Soit en termes modernes :

[51] Henri Morsel, *op. cit.*, p. 103.

[52] C. F. Phillips, *op. cit.*, p. 575-6.

*>[3] Ronald H. Coase, «The Nature of the Firm», *Economica* (n.s., 4, November 1937), repris in Ronald H. Coase, *The Firm, the Market and the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 33-55), p. 38.

«Des firmes apparaissent pour organiser ce qui serait autrement des transactions marchandes lorsque le coût d'organisation est inférieur au coût de réalisation des transactions sur le marché[54].»

Ainsi, l'émergence d'une structure intégrée est d'autant plus probable que les coûts de transaction sont élevés. Dans les travaux plus récents, la notion de coûts de transactions est appliquée non seulement aux relations de marché, mais également aux relations contractuelles.

Cari Dahlman a décrit les coûts de transaction comme

«search and information costs, bargaining and decision costs, policing and enforcement costs»[55]

Oliver Williamson s'est attaché à analyser les facteurs contribuant à des coûts de transaction élevés, et donc à une probabilité élevée d'adoption d'une organisation hiérarchique. Il retient comme essentiels les trois facteurs suivants :

«(1) l'incertitude, (2) la fréquence des transactions, et (3) l'importance des investissements durables nécessités par la transaction *(the degree to which durable transaction-specific investments are incurred)»*[5^]

Soit un système électrique interconnecté, considéré dans un premier temps comme le lieu d'un ensemble de contrats bilatéraux entre producteurs et consommateurs d'électricité. Que nous enseignent les développements de la section précédente ? Les conditions d'offre (définies par les moyens de production en service à l'instant considéré) et de demande (en niveau) évoluent rapidement. A un horizon de quelques minutes et de façon imprévisible (1), la configuration des transactions économiques (concrètement : les producteurs auprès de qui il est économiquement intéressant de s'approvisionner) peut être radicalement modifiée, ce qui suppose des transactions fréquentes (2) alors même que la fourniture d'électricité impose des investissements lourds en production[57] et en réseaux de transport et de distribution (3).

A ces éléments s'ajoute un trait spécifiquement électrique ; la fourniture d'électricité n'est pas un simple bien-système, au sens qu'en donne par

[54] Ronald H. Coase, 1988, *op. cit.*, p. 7.

[55] Cari J. Dahlman, «The Problem of Externality», 22 *journal of Law & Economics* 141-61 (n°l, April 1979,), p. 148.

[5^] Voir par exemple Oliver E. Williamson, «Transaction-Costs Economics: the Governance of Contractual Relations», 22 *Journal of Law & Economics* 233-61 (n°2, 1979), p. 239.

[57] Investissements plus ou moins lourds en production selon les technologies employées.

exemple Anne Perrot, à savoir des biens (ou services) qui sont la combinaison de services élémentaires et complémentaires fournis sur des marchés séparés mais dont l'interdépendance est forte[58]. Certes, un kWh livré est un kWh produit, transporté et distribué. Mais de surcroît chacun des services élémentaires consomme, pour une part importante de son coût de fourniture, un autre service élémentaire (comme service intermédiaire) : le transport et la distribution consomment de la production pour la compensation des pertes sur les lignes ; la production consomme du transport (ou plus précisément de l'interconnexion) pour maximiser les économies de diversité et de foisonnement. Ce trait spécifique contribue à renforcer l'interdépendance entre les différents maillons de l'industrie électrique.

Les conditions semblent donc bel et bien remplies pour justifier sur des bases strictement économiques le modèle traditionnel de compagnies électriques intégrées verticalement et horizontalement[59]. Le dispatching et son autorité souveraine sur les moyens de production symboliserait cette *nécessité* d'intégration. L'examen du monde réel conduit cependant à moduler cette conclusion. Les considérations économiques n'expliquent pas à elles seules l'asymétrie des relations entre production, transport et distribution, ni l'importance des variations dans la taille et la forme des systèmes intégrés.

Des formes de coordination différentes selon les maillons concernés...

L'examen des formes concrètes de coordination[60] conduit à distinguer d'une part la coordination entre production et transport, et d'autre part celle entre production-transport et distribution. S'agissant de la première, le modèle dominant est celui d'une intégration quasi-totale sur une base géographique, assortie d'arrangements particuliers à la marge du système avec des producteurs 'décentralisés' (i.e. indépendants de la compagnie dominante). Nous reviendrons plus loin[61] sur ces arrangements marginaux,

[58] Anne Perrot, «La régulation des activités en réseau», *mimeo* (Paris : Université de Paris I, juillet 1994), p. 20 et 24.

[59] Voir aussi Jean-Paul Bouttes, «Organisation du secteur électrique et déréglementation : quelques références théoriques», note interne EdF m 89 22, (Paris : EdF-Etudes économiques générales, 10 février 1989).

[60] Voir Jean-Paul Bouttes, Raymond Leban et Pierre Lederer, *op. cit.* ; Stoffaës (dir.), *op. cit.* ;

[61] Voir 1.2.3.

qu'il est utile de voir comme un point vulnérable du modèle industriel traditionnel. Notons seulement ici que l'intégration paraît d'autant plus probable que la taille unitaire des groupes est importante, et d'autant plus intéressante que les moyens de production ont des coûts différenciés (source de gains plus importants).

Quant à la coordination de cet ensemble production-transport avec la distribution, elle passe beaucoup plus fréquemment par la voie contractuelle. Il s'agit certes de contrats de longue durée, plus proches sans doute du modèle d'intégration que de la relation marchande anonyme. Cependant la relation contractuelle offre une plus grande latitude pour la divergence d'intérêts, et de manière concomitante pour un renversement du rapport de force entre les parties contractantes.

A titre d'illustration, et en anticipant sur la suite de notre propos, notons que le contrat liant une compagnie de distribution à un producteur-transporteur n'est pas de la même nature selon que le distributeur a ou non le choix de son fournisseur, selon qu'il est autorisé ou non à produire lui-même, selon qu'il est spécialisé dans la distribution d'électricité ou 'diversifié' dans un ensemble de services aux collectivités locales.

1.2.2. Les raisons politiques et institutionnelles de l'intégration

L'analyse économique pure échoue également à expliquer les fortes disparités que l'on peut constater en ce qui concerne le degré d'intégration du secteur et la taille des compagnies électriques intégrées ; d'un côté à l'autre de l'Atlantique, d'un pays européen à l'autre, cette variété 'dimensionnelle' est grande. L'organisation politique et institutionnelle propre à chaque Etat apparaît comme le principal facteur explicatif de cette variété. Elle se décline principalement selon trois dimensions : l'organisation territoriale de la puissance publique et du pouvoir réglementaire ; le poids des considérations de politique énergétique ; la substance de la notion de service public.

Les niveaux de régulation et leur articulation

Un deuxième élément limitant l'étendue des compagnies électriques réside dans l'équilibre des pouvoirs entre les gouvernements territoriaux aux différents niveaux. On sait qu'aux débuts de l'électricité les collectivités locales se sont assurées le contrôle sur les réseaux électriques naissants par le

moyen des permissions et concessions de voirie[62]. Elles n'ont pu cependant faire face à l'émergence, par le moyen de rachats et de prises de participation, de groupes de plus en plus importants tels que les groupes Mercier et Durand, qui dominent à eux deux le secteur en France dans les années 1930. Aux Etats-Unis, à la même époque, d'immenses sociétés de holding se sont constituées, présentes chacune dans de nombreux Etats, condamnant à l'impuissance non seulement les autorités locales mais les commissions de réglementation des Etats[63].

Face à ces évolutions analogues, les réactions des pouvoirs publics dans les deux pays seront très différentes. En France, où l'on avait encouragé le développement d'un réseau national d'interconnexion dans le but d'employer au mieux les ressources énergétiques du pays[64], on estimera nécessaire pour parachever cette entreprise de rationalisation de nationaliser la quasi-totalité du secteur en 1946, en créant une entreprise unique de production-transport-distribution. Il y a donc dans cette décision de fortes motivations de politique énergétique (et notamment la valorisation des ressources hydrauliques). Sur un autre plan, la résolution du hiatus régulatoire entre un pouvoir économique sans cesse croissant et un pouvoir politique (local) devenu impuissant passe ainsi *in fine* par le saut simultané au niveau national de la concession (le monopole) et de son contrôle. La tradition politique française centralisatrice, relayée par les grands corps d'ingénieurs contribuent de façon essentielle à ce choix[65]. Aux Etats-Unis, le *Public Utility Holding Company Act* de 1935 limite l'expansion des compagnies électriques à un seul système interconnecté (alors que les sociétés de holding s'étendaient précédemment sur le territoire fédéral indépendamment de l'interconnexion technique), et de fait ramène les entreprises électriques aux dimensions des Etats[66]. Ainsi, la plupart des

[62] Dominique Lorrain «Les services urbains, le marché et les politiques», in Claude Martinand (dir.), *L'expérience française du financement privé des équipements publics* (Paris : Economica & MELT/DAEI, 1994).

[63] C.F.Phillips, *op. cit.*, p. 580.

[64] Ce que résume l'image allégorique de la houille blanche des vallées hydrauliques du sud volant au secours de la houille noire des centrales thermiques du nord. Voir Jacques Lacoste, *op. cit.*

[65] Georges Ribeill, «Réseaux techniques : le développement à la française», *Metropolis* 83-8 (n° 73-74, 2ème trimestre 1986).

[66] «(...) brought integration down to the level of the state commission», selon Emery Troxel, *Economics of Public Utilities* ((New York: Holt, Rinehart and Winston, Inc, 1947), p. 189. Le

compagnies d'électricité américaines opèrent aujourd'hui à l'intérieur des frontières d'un seul Etat[67].

On pourrait à première vue considérer que les réponses française et américaine sont au fond analogues : dans les deux cas, on plie l'organisation industrielle de l'industrie à un niveau de régulation légitime. Cependant cette lecture est partielle. C'est que les systèmes électriques, et les réseaux en général, posent par leur nature même un problème spécifique de régulation. D'une part en effet, et comme aux origines, l'extension des réseaux est aujourd'hui (redevenue) un problème local, notamment du fait de la sensibilité croissante des populations aux problèmes d'environnement et à l'exacerbation du syndrome *NIMBY {'not in my backyard'*, ou si l'on veut : 'pas de ça chez moi'). Les infrastructures de réseau, qui traversent souvent les espaces locaux sans leur apporter de bénéfice direct, sont particulièrement exposées à des réactions de rejet[68]. Mais dans le même temps, la taille des entreprises et la logique technico-économique du secteur appellent des actions de régulation au niveau régional (aménagement du territoire...), national (indépendance énergétique...) et supranational (environnement...). Le problème particulier posé par la régulation des réseaux est donc celui de *l'articulation* des niveaux de régulation. On doit alors relire ainsi la spécificité du modèle français : en établissant une concession nationale accordée à une entreprise intégrée et une régulation (essentiellement) nationale, la puissance publique internalise la question de l'articulation des niveaux de régulation. Le couple Etat-entreprise définit les objectifs, met en oeuvre les décisions et tranche les conflits à tous les niveaux[69].

texte de la loi, moins restrictif, limite le développement des sociétés de holding à des Etats limitrophes.

[7] Voir par exemple «US and UK power regulation: Some lessons still to learn ?», *Power in Europe* (n° 105, August 15,1991, p. 4).

[8] Un constat analogue peut être fait en matière de transports. Dans le secteur des télécomunications, où ces considérations paysagères n'ont pas cours, ce sont les nouvelles technologies de communication et d'information qui s'instituent en enjeu de politique locale. Voir Stephen Graham, «Changing communications landscapes: Threats and opportunities for UK cities», *Cities* (May 1993, p. 158-66). Dans les services postaux, c'est la contribution du bureau de poste à la vie locale qui est en jeu...

' Les bases sur lesquelles ce modèle prend appui sont toutefois aujourd'hui fragilisées. D'une part, le modèle n'a pas été appliqué à l'ensemble des industries de réseau. Le secteur de l'eau potable a conservé une organisation oligopolistique semblable à l'électricité avant guerre. Il constitue la figure antagonique au modèle national dans l'organisation des services en réseau, et son premier adversaire. D'autre part, le modèle français traditionnel repose sur la légitimité incontestée du niveau national ; la décentralisation et l'émergence de l'espace

Politique énergétique et espace politique de référence

Le pouvoir réglementaire étant assuré, au service de quels objectifs s'exerce-t-il ? D'abord, les considérations de politique énergétique jouent un rôle essentiel dans la réglementation publique de l'industrie électrique. Nous venons de rappeler comment la politique énergétique française de l'après-guerre avait puissamment contribué à l'intégration du secteur électrique national. On observe inversement que les territoires de desserte des compagnies électriques[70] ne dépassent jamais les frontières des Etats. C'est là naturellement l'effet des volontés nationales d'indépendance énergétique, qui expliquent également pourquoi les échanges internationaux d'énergie (autres que pour des besoins de coordination technique) sont généralement marginaux, y compris jusque récemment au sein de l'Union européenne. Les Etats veulent maîtriser leurs approvisionnements énergétiques.

Cette situation peut être remise en cause si l'espace de référence change. C'est précisément l'enjeu de la contruction européenne que de promouvoir le passage d'espaces nationaux à un espace européen (voir les dispositions du Traité CEE sur la disparition des frontières intérieures). Si l'objectif légitime devient l'indépendance énergétique européenne, au lieu des indépendances énergétiques nationales, les possibilités en termes d'échanges intra-européens se trouvent considérablement accrues. La construction de l'espace communautaire européen s'accompagne d'ailleurs depuis les origines de la référence aux réseaux trans-européens. Mais l'espace européen, à l'exemple des Etats-Unis devra s'accomoder de plusieurs niveaux de régulation.

Le service public

Les considérations de service public sont aussi un moteur puissant d'intégration du secteur électrique. Si une définition générale (i.e. a-historique et indépendante du contexte institutionnelle) du service public s'avère impossible, la notion est gouvernée tout au long du vingtième siècle

européen relativisent cette légitimité. Voir le chapitre sur les opérateurs dans Denise Pumain (dir.), *Réseaux et territoires* (Paris : GDR Réseaux, à paraître, 1995).

' A la différence de leurs intérêts, qui sont parfois résolument internationalisés.

en France par trois grands principes : de continuité, d'égalité, de mutabilité[71]. Le principe de continuité dispose que 1'«activité de service public doit se poursuivre quotidiennement, de manière régulière et continue»[72]. Le principe d'égalité «exige que non seulement les usagers mais également tous ceux qui entrent à un titre quelconque en relation avec le service soient placés dans une position égale en face du service»[73]. Il n'exclut pas la discrimination, y compris tarifaire, entre catégories d'usagers notamment en raison de «différences appéciables de situation»[74]. En France, en matière de distribution d'électricité, le principe de continuité s'applique pleinement et s'étend même, en fait sinon en droit, à une quasi-obligation de desserte[75]. Le principe d'égalité se traduit par la péréquation géographique nationale pour les consommations domestiques[76]. Le principe de mutabilité «implique que les prestations fournies au public soient toujours adaptées à ses besoins (...) Les services publics sont soumis à la "loi du progrès"»[77] Les implications de ce principe, pour importantes qu'elles soient, concernent moins notre propos ici.

Obligation de desserte, continuité de service (à court et à long terme), péréquation tarifaire (ou à tout le moins interdiction de la discrimination arbitraire) : telles sont les règles en vigueur en France du service public nationalisé de l'électricité. Elles apparaissent, à l'examen, posséder un caractère beaucoup plus général. L'on peut s'en convaincre en se reportant à un arrêt récent de la Cour de justice européenne (Arrêt du 27 avril 1994, affaire c-393/92, dit arrêt Almelo). La Cour était saisie dans le cadre d'un litige opposant la commune d'Almelo (Pays Bas) et d'autres distributeurs locaux à l'entreprise de distribution régionale IJM à propos d'un supplément de

[71] Jacques Chevallier, *Le service public* (Paris : Presses Universtaires de France, Coll. Que sais-je ?, 2ème éd., 1991), p. *72* sq.

[72] *ibid.,* p. 73.

[73] *ibid.*

[74] *ibid.*

[75] Ce que rappelle un document officiel récent : Ministère de l'industrie, des postes et télécommunications et du commerce extérieur, Direction générale de l'énergie et des matières premières, *Rapport du Groupe de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française* (présidé par Claude Mandil), 1993. Ci-après : rapport Mandil.

[76] 'A usage égal, prix égal sur l'ensemble du territoire'. Voir le rapport Mandil, *op. cit.* Mais d'autres dispositions s'apparentent à des discriminations tarifaires parfois mal fondées (comme la distinction entre consommations équivalentes selon que les consommateurs (domestiques ou industriels).

[77] Chevallier, *op. cit.,* p. 73-4.

péréquation facturé par celle-ci à Almelo. Elle était appelée à statuer sur le fait de savoir si une clause d'achat exclusif liant Almelo à IJM (qui constitue une restriction à la libre concurrence) pouvait être justifiée par une mission d'intérêt économique général, au sens de l'article 90 alinéa 2 du Traité CEE. Dans son arrêt, la Cour reconnaît que l'obligation d'«assurer la fourniture ininterrompue d'énergie électrique, sur l'intégralité du territoire concédé, à tous les consommateurs, distributeurs locaux ou utilisateurs finals, dans les quantités demandées à tout moment, à des tarifs uniformes et à des conditions qui ne peuvent varier que selon des critères objectifs applicables à tous les clients» (point 48) peut légitimement constituer une mission d'intérêt économique général (point 49)[78]. On retrouve dans cet énoncé les trois éléments constitutifs du service public de l'électricité 'à la française'.

Comment ces considérations interfèrent-elles sur l'intégration au sein du secteur électrique ? De façon très pratique selon nous. L'intégration peut apparaître aux yeux de la puissance publique comme la forme d'organisation la plus simple[79] et la plus stable sur la longue durée pour assurer le respect des règles d'universalité, de continuité et d'égalité. Quant à l'obligation de desserte et de continuité de service, l'existence d'une entreprise unique supprime la difficulté de déterminer les responsabilités individuelles en cas de défaillance : l'entreprise, une seule entreprise est responsable[80].

L'égalité renvoie à la question très débattue de la péréquation tarifaire, qui est l'objet du litige dans l'arrêt que nous venons d'évoquer. Par essence, la péréquation tarifaire (qu'elle soit géographique, temporelle ou entre services différents) produit des subventions croisées. Si la concession de service public est dévolue à une entreprise unique, les subventions croisées sont internes, donc à l'abri de l'examen public. Notamment leur ampleur est difficilement appréciable, y compris par les clients de la compagnie.

Si l'organisation du secteur comprend, comme c'est le cas aux Pays-Bas, diverses compagnies de production-transport et diverses compagnies de

* Contrairement à une interprétation largement répandue de cet arrêt, la Cour ne tranche pas sur la question de savoir si cette mission d'intérêt général justifie la clause d'achat exclusif ; elle renvoie l'examen de cette question à la juridiction néerlandaise concernée.

^ Ce que les rédacteurs du rapport Mandil traduisent ainsi : «les objectifs figurant sous la rubrique 'service public' ne peuvent être atteints que dans la mesure ou l'Etat, garant du bilan électrique et gazier à long terme et donc responsable de la cohérence des investissements de production et des décisions d'importation, confie la mise en oeuvre de cette mission aux établissements publics EdF et GdF.» *(op. cit.,* p. 26.

•* On retrouve ici le fondement de la concession aux risques et périls (voir Lorrain, *op. cit.).*

distribution, les subventions croisées doivent faire l'objet de transferts explicites (le 'supplément de péréquation' évoqué dans l'arrêt Almelo). Devenu explicite, ce transfert est davantage susceptible d'être contesté, d'autant plus que les possibilités de conflits croissent avec le nombre d'agents économiques indépendants.

Il s'agit ici d'un exemple de la divergence d'intérêts entre parties contractantes, fussent-elles liées par des contrats de longue durée, que nous avons évoquée, plus haut. Les risques de tels conflits d'intérêt sont considérablement réduits par l'intégration verticale production-transport-distribution sur une base géographique (nationale ou régionale). L'intégration apparaît bien en pratique comme un moyen pragmatique de garantir l'égalité devant le service public.

On comprend mieux désormais les raisons pour lesquelles le degré et l'étendue de l'intégration au sein du secteur électrique sont variables selon les contextes institutionnels ; cela tient à ce que la substance du service public diffère d'un pays à l'autre. Un paramètre essentiel de ce point de vue semble être ce que l'on pourrait appeler le niveau légitime de solidarité, par analogie au niveau légitime de régulation introduit plus haut. Le prix de l'électricité est péréqué nationalement en France[81], il diffère dans chaque commune suisse, et toutes les situations intermédiaires existent : au sein de quels territoires de solidarité les urbains doivent-ils payer pour les ruraux ? L'argument de service public est avancé avec force pour l'autojustification des entreprises titulaires de droits exclusifs ; il doit être socialement légitimé pour préserver sa pertinence sur la longue durée[82].

Conclusion du chapitre 1

L'organisation traditionnelle de l'industrie électrique présente une régularité d'un contexte institutionnel à l'autre, qui permet de parler d'un modèle industriel. Les trois piliers en sont : la logique universelle d'interconnexion, permettant de tirer le meilleur parti d'effets de réseau entre producteurs et consommateurs d'électricité, à court comme à long terme ; la convergence d'intérêts entre les différents acteurs économiques du secteur[83] ;

[1] Mais pas le prix de l'eau.

- Ainsi que l'illustrent les avatars des subventions fiscales du Nord vers le Sud de l'Italie.

Cette formulation est à la fois plus précise et plus exacte que la référence à une 'intégration de droit ou de fait' souvent utilisée pour décrire le modèle industriel de l'électricité. Elle s'entend à la fois verticalement (entre producteurs, transporteurs et distributeurs) et

la régulation publique qui fait du secteur l'instrument d'une politique énergétique et d'une politique de service public[84].

Pourtant, une analysé plus fine met en évidence des comportements ou des arrangements qui échappent à ce modèle, arrangements d'ampleur certes marginale mais suffisamment réguliers sur la longue durée et les contextes institutionnels pour être significatifs. Il nous paraît opportun de conclure sur ces exceptions au modèle, qui nous paraissent révélatrices de ses zones de fragilité.

La logique de profit des compagnies d'électricité ne coïncide (en général) pas avec la logique d'interconnexion

Entre les deux manières de faire du profit, réduire ses coûts pour battre la concurrence ou étendre son contrôle économique pour la supprimer, les compagnies ont souvent été tentées par la deuxième. Aux Etats-Unis, le système des compagnies de holding mis en pièces par la législation de 1935 avait avant tout pour vocation de garantir des dividendes élevés aux actionnaires de la société-mère[85]. Ces gains étaient rendus possibles par l'extinction de la concurrence inter-compagnies qu'entrainait le contrôle monopolistique (ou oligopolistique) de l'activité ; ils étaient perçus au détriment des compagnies exploitantes et, finalement, des consommateurs[86]. Comme on l'a vu, la riposte légale a consisté à limiter le contrôle économique des compagnies électriques à un seul ensemble interconnecté. En même temps que la loi visait à rendre plus transparente l'organisation industrielle et financière du secteur, elle s'attachait à la ramener à son socle technico-économique. Elle reconnaissait ainsi le monopole naturel mais

horizontalement (entre sous-systèmes interconnectés).Elle a en outre l'avantage de souligner le caractère contingent du modèle : des événements de divers ordres peuvent rompre cette convergence d'intérêts.

[1] Ou d'une mission d'intérêt économique général, ou de tout autre dénomination recouvrant des fonctions analogues.

' «Il n'y a guère de doute que la formation de certaines sociétés de holding était suscitée par la recherche d'économies. Mais la raison principale se trouvait dans les profits procurés par ce système à ses utilisateurs [les actionnaires].» (CF. Phillips, *op. cit.*, p. 576).

[3] Voir aussi sur ce point Ch. Stoffaës, dir., *op. cit.*, p. 357 ss. La recherche du contrôle (monopolistique) est également patente dans le contexte français. Selon H. Morsel : «En fin de compte (...) ce sont deux noms qui se partageaient [au milieu des années 1930] la régulation générale du système énergétique français (...). Derrière ces noms se profilaient une hiérarchie de contrôles en cascade qui permettait de diriger l'ensemble.» *(op; cit.*, p. 105-6).

souhaitait l'organiser sur des bases saines et à portée du pouvoir réglementaire des Etats.

L'interconnexion n'est par également attractive pour tous les consommateurs

La deuxième exception au modèle traditionnel est l'existence de consommateurs qui s'alimentent eux-mêmes en électricité (appelés 'autoproducteurs'). Le phénomène d'autoproduction témoigne de l'existence de consommateurs qui renoncent à certains bénéfices supposés 'universels' de l'interconnexion. Certes il ne concerne qu'un nombre restreint de consommateurs[87]. Cependant son impact quantitatif n'est pas négligeable[88]. Surtout il est la manifestation, dans le cadre de l'organisation industrielle traditionnelle, d'une loi générale dont nous analyserons les conséquences plus en détail dans la suite de cette étude[89] et que nous énonçons simplement ici : *tous les consommateurs ne bénéficient pas également de l'interconnexion.*

[87] «Tout utilisateur de l'énergie électrique a le choix entre produire lui-même l'énergie dont il a besoin, ou la prélever sur le réseau. Il retiendra évidemment la plus économique de ces solutions (...) L'expérience montre que, *mis à part des cas particuliers d'emplois industriels massifs d'énergie électrique,* la solution de beaucoup la plus économique pour l'utilisateur est le raccordement au réseau de distribution.» R. Pélissier, *op. cit.,* p. 2. (C'est nous qui soulignons.)

[88] En France, l'autopreduction représentait 12 milliards de kWh en 1992 sur une consommation nationale totale de 356 milliards de kWh, soit sensiblement plus de 3% de la consommation totale. (Source: EdF, *Statistiques de la production et de la consommation 1992* (Paris: EdF, Observatoire statistique du système électrique, juillet 1993).

[89] Voir le chapitre 5.

CHAPITRE 2

EVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES AUX ETATS-UNIS ET EN EUROPE

Le modèle industriel qui fait l'objet du chapitre précédent est progressivement remis en cause dans la plupart des sociétés industrielles. Nous nous fonderons ici principalement sur l'analyse des évolutions récentes aux Etats-Unis et en Europe, où débats et réformes sont les plus avancés. Cependant nos conclusions pourraient pour l'essentiel être étendues à l'ensemble des pays industrialisés[90].

2.1. Les évolutions réglementaires aux Etats-Unis

L'organisation industrielle du secteur électrique aux Etats-Unis a été stabilisée à la suite du *Public Utility Act (Wheeler-Rayburn Act)* de 1935. Nous avons déjà évoqué les motivations réglementaires du Titre I de la loi, connu sous le nom de *Public Utility Holding Company Act* : en limitant légalement le développement des compagnies électriques de holding à des Etats limitrophes, on visait à renforcer le pouvoir de contrôle réglementaire des Etats ; le dispositif était complété par l'attribution à la *Securities Exchange Commission* (SEC, analogue de la Commission des Opérations de Bourse française) d'un pouvoir de contrôle sur les compagnies d'électricité au niveau fédéral.

Le titre II *(Federal Power Act)* dotait la *Federal Power Commission,* créée en 1920 et à laquelle a succédé en 1977 la *Federal Energy Regulatory Commission*[91], de larges pouvoirs de contrôle sur le commerce d'électricité entre Etats[92] : réglementation des prix, contrôle du profit, pouvoir

' Ce chapitre est une version développée et actualisée d'une communication présentée à la quatrième conférence internationale sur le développement des grands systèmes techniques. Voir Olivier Coutard, «Economies of Grid Systems in Reconfiguration: Competition in the Electricity Supply Industry in the United States and in the European Community», in Jane Summerton, éd., *Changing Large Technical Systems* (Boulder (CO): Westview Press Ltd, 1994, p. 163-89).

' Ou FERC. L'une des quatre commissions fédérales réglementant à un titre quelconque les activités inter-Etats des *public utilities* (les trois autres étant la Federal Communications Commission, la Securities Exchange Commission et la Nuclear Regulatory Commission).

2 Auquel est assimilé le commerce intra-Etat sur les réseaux d'interconnexion qui franchissent au moins une frontière inter-Etats.

conditionnel d'obligation de transport (resté lettre morte), droit de regard sur les fusions...

L'effet principal de la loi, dont le titre I est «généralement considérée comme l'un des textes les plus contraignants jamais adoptées par le Congrès»[93] américain a été de limiter la taille des compagnies électriques —à un niveau jugé anti-économique par certains analystes[94]. Ce morcellement a été partiellement compensé par la mise en place de *pools,* instances de coordination plus ou moins forte. Cependant une extension des compagnies verticalement intégrées n'a jamais été sérieusement envisagée. L'histoire récente du secteur suggère plutôt une évolution contraire.

2.1.1. Le procès Otter Tail : les deux faces de l'essential facility

On assiste depuis une vingtaine d'années à la remise en cause progressive de l'intégration verticale dans le secteur électrique aux Etats-Unis. Celle-ci ne résulte pas en premier lieu de la crise énergétique de 1973, d'innovations techniques majeures ni d'avancées décisives dans la théorie ou la doctrine économique de la réglementation. Elle trouve son origine dans la jurisprudence de la Cour suprême en 1973 dans l'arrêt *Otter Tail Power Co. v. US*[95]. Dans cet arrêt, la Cour suprême stipule que la législation anti-trust (la loi Sherman de 1890) est applicable aux compagnies électriques. Il était jusqu'alors admis que la distribution d'électricité, comme d'ailleurs les autres activités économiques réglementées (télécommunications...) étaient, du fait même de leur caractère réglementé, exemptes des dispositions anti-trust visant à reprimer l'abus de position dominante[96].

[93] Charles F. Phillips, Jr, *The Regulation of Public Utilities* (Arlington, VA, USA: Public Utilities Reports, 2nd éd. 1988), p.580.

[94] Emery Troxel, *Economies of Public Utilities* (New York: Holt, Rinehart and Winston, Inc, 1947). Pour un point de vue similaire mais plus récent, voir Eurelectric, *Final Report of the Eurelectric Study Group Mission to Washington D.C. Feb. 24-28, 1992* (Brussels: Eurelectric, March 1992), p. 58 (minutes de la rencontre avec Ms Jessica Laverty, membre administratif du *Subcommittee on Energy and Power* de la Chambre des Représentants : «Selon Ms Laverty, les compagnies intégrées aux Etats-Unis (plus de mille) n'ont pas une taille économique. Ceci résulte de la PUHCA.»).

[95] *Otter Tail Power Co. v. US,* 410 US 366 (1973). Ci-après : *Otter Tail.* On en trouvera un commentaire instructif, et notamment à propos des éclairages qu'il peut apporter à la compréhension du contexte réglementaire de l'Union européenne, dans : Dennis Driscoll, «Access to the Grid under European Community Law», Conference on *Access and Pricing of Grid Systems* (Paris, November 15-17, 1990).

[96] Thomas G. Slater, Jr, «The Essential Facility Doctrine and Other Antitrust Hurdles: the Race to the Courts for Access», in : *The Antitrust Influence* (XXX). pp. 286 et 292.

Otter Tail était une compagnie intégrée de production, transport et distribution d'électricité. A l'issue des concessions les liant à *elle*, plusieurs municipalités souhaitèrent assurer par elles-mêmes la distribution locale d'électricité. Elles demandèrent donc à Otter Tail soit de leur vendre de l'énergie au prix de gros, soit de transporter *(wheel)* jusqu'à elles l'énergie qu'elles pourraient obtenir auprès de fournisseurs plus éloignés. Otter Tail opposa un double refus. Appelée à statuer, la Cour suprême considéra que le refus de transport de la part d'Otter Tail constituait un cas de monopolisation *(monopolization)* caractérisé dans sa jurisprudence par la possession d'un pouvoir de monopole dans le marché considéré *(relevant geographic and product market)* lui permettant de contrôler les prix ou l'entrée sur le marché, jointe à l'abus de ce pouvoir. L'analyse *d'Otter Tail* fait ressortir plusieurs points importants pour notre propos.

Notons d'abord que les compagnies électriques formées par les municipalités ne faisaient pas partie du 'club' des compagnies de transport *(transmission owning utilities)*[97]. De ce point de vue, elles étaient plutôt comparables, du point de vue d'Otter Tail, à un (gros) consommateur menaçant de changer de fournisseur qu'à une compagnie avec laquelle on négocie d'égale à égale au mieux de ses intérêts (communs). On voit que le critère *d'appartenance au club* est essentiel : les relations entre Otter Tail et les municipalités et celles entre cogestionnaires d'un ensemble interconnecté[98] obéissent à des règles radicalement différentes.

Le deuxième point que nous soulignerons concerne les raisons légitimes de refus de transport : en termes généraux ce doivent être des raisons commerciales légitimes *(legitimate business reasons).* Dans son arrêt la Cour suprême suggère que le refus de transport, pour être recevable, devrait être fondé sur un motif d'impossibilité technique, et non, comme cela aurait pu sembler logique, sur des considérations économiques, ni, mais cela est plus naturel, sur les conséquences financières pour le transporteur. En l'espèce, Otter Tail ne pouvait s'opposer à la requête des compagnies en arguant qu'un tel arrangement réduirait ses recettes ou accroîtrait le coût global de fourniture d'électricité, mais aurait dû faire la preuve de l'impossibilité technique d'un tel arrangement".

Il s'agit naturellement, dans le contexte américain, de compagnies de production-transport.

[5] Voir *supra.*

* Cette argumentation est problématique, car on peut lui opposer que toute impossibilité technique peut être levée à un certain coût, fût-il exorbitant. On retrouvera un raisonnement

«Aucun obstacle technique *(engineering)* ne s'opposait à ce qu'Otter Tail vendît de l'électricité en gros à ces municipalités ou transportât pour leur compte de l'électricité produite par un tiers (...) En refusant de fournir un service de transport, Otter Tail cherchait seulement à empêcher les municipalités de contourner son pouvoir de marché (dans le marché de la distribution d'électricité). »^®®

S'agissant enfin de la décision de la Cour proprement dite, elle traduit une conception restrictive (par rapport au modèle industriel décrit plus haut) de ce qui constitue un monopole naturel dans l'activité de fourniture d'électricité. La Cour considère en effet le réseau d'Otter Tail comme une *essential facility*[101], c'est-à-dire une installation conditionnant l'accès à un marché aval, en l'occurence le marché de la distribution aux/dans les municipalités concernées. Si la Cour avait considéré l'activité verticalement intégrée de fourniture comme un monopole sur un territoire donné (territoire comprenant les municipalités plaignantes) elle aurait été peu fondée à qualifier de monopolisation le refus de transport. Elle aurait, par exemple, plutôt cherché à évaluer si les municipalités étaient soumises à un traitement discriminatoire de la part de Otter Tail, davantage constitutif d'un abus de position dominante de la part d'un monopole naturel. En invoquant la monopolisation, elle dissocie les deux marchés de la fourniture et du transport, le premier n'ayant plus le caractère d'un monopole naturel, le second le conservant (et devant donc être réglementé). Dans le même temps cependant, en recourant à la notion *d'essential facility,* la Cour confirme le

analogue dans certaines décisions de la Federal Energy Regulatory Commission concernant le transport pour compte de tiers (cf *infra).*

'0 *Otter Tail,* p. 378. Nous soulignons. Cependant, «des décisions postérieures ont admis que dans le cas où le service de transport pouvait dégrader les conditions d'alimentation des consommateurs captifs, ou en présence d'arguments techniques ou économiques raisonnables *(sound),* le refus de transport ne constituerait pas une infraction.» Reinier H.J.H. Lock, «Antitrust and Regulatory Issues in a Competitive Electric Industry», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990), pp. 7-8.

^ On trouve une définition opératoire (en quatre points) de cette notion dans William B. Tye, «Competitive Access: a Comparative Industry Approach to the Essential Facility Doctrine», 8 *Energy Law Journal* 337-79 (1987), p. 346 :«(i) Le contrôle de l'équipement par un monopoleur ou un groupe de concurrents disposant d'un pouvoir de monopole ; (ii) l'impossibilité pour le concurrent évincé de dupliquer l'installation ou une fonction économique analogue dans des conditions praticables et raisonnables ; (iii) le refus de permettre l'utilisation de l'équipement, ou l'édiction de clauses contraignantes engendrant une distorsion substantielle de la concurrence sur le marché pour lequel le monopole est en concurrence (ou serait contraint d'entrer en concurrence avec le plaignant s'il n'avait pas recours à la pratique litigieuse) ; (iv) l'absence d'une 'raison commerciale légitime'». Voir aussi Slater, *op.cit.*

caractère de monopole naturel du transport d'électricité. Selon son raisonnement, ce caractère résulte de ce que les infrastructures de réseau constituent des installations 'raisonnablement non duplicables'. Le pouvoir de monopole qui dérive de la possession du réseau de transport est donc légitime ; l'abus de ce pouvoir ne l'est évidemment pas.

En imposant l'accès aux réseaux de transport d'électricité à des conditions raisonnables, *Otter Tail* a eu des repercussions considérables sur le développement des échanges entre compagnies non contiguës au sein d'ensembles interconnectés[102]. Cette évolution a été renforcée par différents facteurs, notamment l'état de suréquipement de nombreuses compagnies électriques et les écarts de prix non anticipés entre les combustibles (gaz naturel, fuel, charbon) qui rendent particulièrement attractifs (avantageux) les échanges entre compagnies ayant fait des choix différents d'énergie primaire (i.e. de technologies de production)[103].

2.1.2. La loi PURPA : les deux formes de l'ouverture du marché de l'électricité

Pour important qu'il ait été, l'arrêt Otter Tail ne pouvait à lui seul modifier profondément l'organisation industrielle du secteur électrique aux Etats-Unis. Au début des années 1970, l'électricité consommée aux Etats-Unis provenait quasi-exclusivement de compagnies électriques réglementées *(utilities),* sauf pour une marge d'autoproduction industrielle. Si *Otter Tail* a contribué à libéraliser les relations entre ces compagnies réglementées, il ne pouvait réellement aboutir à l'entrée de nouveaux acteurs économiques dans le secteur ; de tels acteurs se seraient heurtés à la forte resistance des compagnies réglementées, en particulier des deux cents compagnies possédant un réseau de transport *(transmission-owning utilities)* qui dominaient le marché de la production.

Une deuxième étape fut franchie avec le vote de la loi PURPA (Public Utilities Regulatory Policy Act) en 1978. L'objectif de la loi PURPA était de favoriser le développement de technologies de production plus respectueuses

[32] E. Gregory Barnes, «Antitrust Considerations of Transmission Ownership» in : *The Antitrust Influence* (XXX). pp. 248-9.

-[13] Voir Paul L. Joskow, «Regulator)' Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry», *Brookings papers on Economic Activity : Microeconomics* (Washington D.C.: The Brookings Institution, 1989, 125-99), p. 127.

de l'environnement, notamment d'installations de cogénération[104] ou utilisant des sources d'énergies renouvelables ou des déchets, installations désignées par le terme générique d'installations qualifiées *(qualifying facilities).* Pour atteindre cet objectif, le législateur astreignait les compagnies électriques à rémunérer au coût évité *(avoided cost)* toute capacité supplémentaire offerte par des installations qualifiées. Ce régime réglementaire, trop favorable aux nouveaux producteurs, a engendré des surcapacités importantes dans certains Etats au cours des premières années d'application de la loi[105]. Cependant, au-delà des effets de ces errements initiaux, la loi PURPA a continué à susciter une croissance rapide du secteur de la production indépendante non soumise à réglementation *(non utility generation)*™[6]. Par là-même, elle a fait la preuve que des modifications non marginales et bénéfiques de la structure industrielle du secteur étaient possibles :

> «Ayant rendu obligatoire le rachat de la production électrique de producteurs indépendants, la loi PURPA a montré que ces producteurs étaient en mesure d'alimenter les compagnies de distribution de façon économique et fiable.»[107]

Notons ici le point important suivant : l'obligation de rachat faite aux compagnies d'électricité réglementées est directement associée dans l'esprit du législateur à un objectif précis de politique énergétique, à savoir le soutien à certaines technologies de production. Nous retrouverons dans le contexte européen la même démarche, pour les mêmes technologies.

Avec le nombre et l'importance des producteurs indépendants, la demande de transport "de gros" *(wholesale wheeling)* s'est logiquement développée[108]. Ce mouvement d'entrainement semble être une loi générale.

[11,4] La cogénération consiste à produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Le rendement technique des installations de cogénération est *ceteris paribus* supérieur à celui d'installations de production exclusive d'électricité.

105 p au j L. Joskow, *op. cit.,* pp. 168 sq.

[10°] *ibid.,* pp. 174 sq. Pour une analyse plus centrée sur la production indépendante, voir Paul L. Joskow, «The Evolution of an Indépendant Power Sector and Competitive Procurement of New Generating Capacity», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

[107] *ibid.,* p. 1.

[108] Stephen J. Henderson, «The Evolving US Transmission Policy», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990), p. 3.

On distingue traditionnellement le transport de gros du transport "entre compagnies" *(interutility wheeling)* selon la nature du producteur à la source de la demande de transport (respectivement, un producteur indépendant non réglementé ou une compagnie réglementée). L'argument le plus fréquemment avancé pour justifier cette distinction concerne l'obligation de fourniture, à laquelle les producteurs non réglementés ne sont pas astreints. Cet argument est largement employé par les compagnies réglementées qui préconisent le transport inter-compagnies tout en s'opposant au transport de gros.

Inversement les producteurs indépendants dénoncent le pouvoir de seul acheteur[109] dont la compagnie locale pourrait abuser à leur détriment. P. Joskow relativise toutefois l'importance de ce point, qu'il juge de second ordre par rapport aux obstacles réglementaires existant avant la PURPA[110].

2.1.3. Un pouvoir réglementaire dispersé et lacunaire

L'industrie électrique américaine connaît donc au cours des années 1980 un afflux de problèmes concernant l'accès aux réseaux de transport. Or les instances de réglementation du secteur électrique sont mal armées face à cette évolution, pour deux raisons.

D'une part le pouvoir réglementaire est partagé de façon alambiquée et parfois malencontreuse entre l'échelon fédéral via la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et celui des Etats via les Public Utility Commissions (PUCs). La FERC dispose du pouvoir de réglementation des prix des services de transport *(rate setting authority)* car le transport d'énergie électrique sur des réseaux interconnectés est assimilé à du commerce inter - Etats[111]. En revanche ce sont les PUCs qui réglementent la construction et le tracé des lignes électriques.

D'autre part, ni l'un ni l'autre des échelons de réglementation n'ont dans les faits le pouvoir d'ordonner la fourniture d'un service de transport[112]. Cette dispersion du pouvoir réglementaire et son caractère

[109] Monopsone, en termes techniques.

[110] Paul L. Joskow (1989), *op. cit.*, p. 169.

[111] Dès lors qu'il s'effectue au sein d'un ensemble interconnecté qui n'est pas contenu dans un seul Etat, c'est-à-dire partout sauf au Texas, en Alaska et à Hawaï, et même si le service a son origine et sa destination dans un même Etat.

[112] En fait, comme nous l'avons déjà mentionné, le Federal Power Act (1935) attribue déjà un tel pouvoir à la FERC, mais assorti de conditions tellement restrictives que la Commission n'a, en plus d'un demi-siècle, jamais pu trouver le moyen de l'exercer (voir Charles G. Stalon,

ultimement lacunaire permettent l'épanouissement au sein du secteur électrique de ce que le commissaire Stalon (de la FERC) dénonce comme un esprit de paroisse *(parochialism)* contraire à l'efficacité économique, donc à l'intérêt général. Les PUCs ne sont guère enclines à ordonner la construction d'une ligne sur le territoire de leur Etat lorsque cet investissement doit bénéficier en premier lieu à des consommateurs d'un autre Etat. Selon les termes de C. Stalon :

> «Lorsqu'il semble justifié, comme cela s'est déjà produit, de construire dans l'Idaho une ligne de transport dont les principaux bénéficiaires directs sont domiciliés dans l'Arizona, et qui pour des raisons d'efficacité et d'équité, devrait être payée par des consommateurs californiens, il est peu probable qu'une telle ligne soit construite en temps utile, si elle l'est jamais, dans le cadre [réglementaire] actuel.»[113]

2.1.4. Les initiatives fédérales récentes concernant le transport d'électricité

Sous l'effet conjugué d'évolutions légales-réglementaires (la loi PURPA) et économiques (suréquipement et crise de l'énergie), la question du transport d'électricité a pris une place prioritaire au cours des dernières années sur l'agenda réglementaire américain. La FERC a constitué en 1988 un groupe de travail *(Transmission Task Force)* qui a remis ses conclusions en octobre 1989, préconisant une attitude beaucoup plus active de la Commission pour inciter les compagnies de transport à permettre l'accès à leur réseau. Cette attitude s'est notamment concrétisée à l'occasion de fusions entre companies électriques, qui sont soumises à l'autorisation de la Commission ; dans plusieurs cas récents, celle-ci a conditionné son accord à un engagement dans ce sens des compagnies concernées[114]. De plus, après avoir au cours des années 1990-1993 élaboré une doctrine de tarification du

«Current Issues in Transmission Access and Pricing in the US Electric Industry», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990)). Ce qui conduit un membre de la Commision à affirmer : «The framers of the Federal Power Act explicitly rejected the notion that electric utilities would be common carriers and instead relied on the voluntary provision of transmission services by the utilities» (Henderson, *op. cit.*, p. 1).

[13] Charles G. Stalon, *op. cit.*, pp. 12-3.

[14] Voir Stephen J. Henderson, *op. cit.*, pp. 9 sq.

transport en rupture avec ses pratiques traditionnelles[115], la Commission a lancé un grand débat d'idées sur la question à la mi-1993, reconnaissant être prête à nouveau à changer complètement de doctrine[116], tout en préservant les principes établis précédemment :

> «(1) S'assurer que les consommateurs captifs ne sont pas pénalisés ; (2) garantir le prix de transport le plus bas possible reflétant les coûts ; (3) empêcher la captation d'une rente de monopole par les propriétaires de réseaux de transport, de manière à promouvoir des décisions de tranpsort efficaces.»[117]

Enfin, sur un plan légal, le *National Energy Policy Act* de 1992 (NEPA, loi d'orientation sur la politique énergétique) accroît assez sensiblement le pouvoir de la FERC en matière de transport. La loi rompt avec la tradition instaurée par le Federal Power Act et à peine infléchie par la PURPA, en autorisant effectivement la Commission à ordonner la fourniture de services de transport —sous certaines conditions et seulement pour l'alimentation d'une compagnie électrique réglementée. Ce pouvoir vient compléter les prérogatives de la Commission en matière de prix des services de transport.

Dans le même temps la nouvelle loi réitère l'interdiction faite à la FERC d'ordonner le transport au bénéfice d'un consommateur final *(ultimate consumer).* Elle précise même que la FERC aura à charge de vérifier qu'une compagnie demandant un service de transport obligé n'est pas en fait une association *ad hoc* de consommateurs industriels constituée pour contourner la loi. Cependant la loi concède ce même pouvoir aux autorités des Etats et aux autorités locales (on parlerait en Europe d'un principe de subsidiarité).

[15] En passant d'un principe de tarification au coût moyen *(embedded cost)* à un principe reconnaissant une notion de coût d'opportunité *(opportunity cost,* coût indirect supporté par la compagnie transporteuse, qui par le fait du service de transport, devrait renoncer à une autre transaction avantageuse pour ses propres clients finals) : la FERC a récemment reconnu le droit à des compagnies életriques transporteuses de faire payer soit l'un soit l'autre de ces coûts (mais pas les deux) au demandeur du service de transport. Voir notamment la décision concernant la Pennsylvania Electric Company 58 FERC ATT 61,278 ; 60 FERC ATT61,034 ; 60 FERC ATT 61,244. Elle est commentée dans *VEdison Times* (March 1992, p. 15).

[16] Federal Energy Regulatory Commission, *Inquiry Concerning the Commission's Pricing Policy for Transmission Services Provided by Public Utilities Under the Federal Power Act,* Notice of Technical Conference and Request for Comments, Docket n° RM 93-19-000 (Washington D.C.: FERC, July 7, 1993).

[17] Principes explicités dans l'affaire Northeast Utilities Service Co. 58 FERC ATT61,070 (1992), rapporté par *Edison Times* (February 1992, p. 3).

2.7.5. *Les projets d'un Etat 'exemplaire' : la Californie*

En général les gouvernements locaux et les commissions de réglementation des Etats ne semblent guère pressés de faire usage de ces prérogatives. Deux explications peuvent être avancées. On peut en premier lieu interpréter cette situation comme un phénomène de capture du régulateur : influencé pour des raisons diverses par les compagnies qu'il est chargé de réglementer, il en viendrait à confondre leur intérêt avec l'intérêt général. Une seconde interprétation, que l'on pourrait qualifier de stratégique, met en avant le fait que le développement du transport pour le compte de consommateurs finals (accès des tiers aux réseaux, dans la terminologie européenne) représente une diminution du pouvoir de réglementation des commissions des Etats, au bénéfice de la FERC (puisque c'est à la commission fédérale qu'il revient de réglementer le commerce sur les réseaux d'interconnexion)[118].

James Plummer notait d'ailleurs en 1990 :

> «il est important de noter que le développement [de l'accès des consommateurs au réseau] ne dépend pas au premier chef de décisions réglementaires»[119]

mais il ajoutait :

> «c'est l'évolution dans ce domaine qui sera stratégiquement décisive dans les prochaines années.»[120]

Dans ce contexte, les initiatives récentes de la Commission de réglementation du secteur électrique de l'Etat de Califonie *(California Public Utility Commission,* ou CPUC) revêtent un intérêt particulier[121]. Elles ne sont encore qu'un projet, et ne concernent qu'un Etat, mais leur pouvoir de contagion pourrait s'avérer, 'stratégiquement', décisif.

Dans un document officiel *{'Order Instituting Rulemaking')* rendu public le 20 avril 1994, la Commission préconise un accès progressif mais à terme généralisé des consommateurs d'électricité au producteur de leur choix. Bien que les modalités précises de cette petite révolution ne soient pas arrêtées, deux effets d'entrainement au moins sont déjà anticipés par les

[118] Le groupe d'étude d'Eurelectric déjà cité applique un raisonnement analogue en ce qui concerne le transport de gros. Voir Eurelectric, *op. cit.,* p. 46.

[119] James L. Plummer, *op. cit.,* p. 3.

[120] *ibid.,* p. 8.

[121] 4 *EEnergy Informer* (n° 6, Menlo Park, CA, USA: June 1994).

analystes. D'une part, dans le cadre même de la réforme envisagée, l'accès aux marchés pour les gros consommateurs devrait précipiter celui des petits, réduisant à néant le caractère progressif de la réforme, présenté comme essentiel par la Commission elle-même. D'autre part, les projets californiens pourraient rapidement faire école, par un effet de contagion. Ne doivent-ils pas d'ailleurs être interprétés eux-mêmes comme une réaction de l'Etat de Californie aux réformes plus timides entreprises dans le Michigan ou ailleurs [122] ?

Le projet califonien remet en question tant l'hypothèse de la capture (mais après tout, un régulateur ne doit pas nécessairement être capturé) que l'interprétation stratégique. En effet les compagnies californiennes sont fortement opposées aux projet — et au premier rang d'entre elles les trois principales compagnies privées qui comptent parmi les plus importantes des Etats-Unis[123]. Elles semblent d'ailleurs s'être opposées par un *lobbying* intense à des dispositions encore plus radicales[124]. De surcroît, les compagnies californiennes ne semblent pas devoir se trouver en position de force dans un environnement rendu plus concurrentiel : de nombreuses compagnies d'Etats voisins sont plus efficaces, et pourraient leur soustraire une part de leur clientèle[125]. Une telle évolution conduirait à placer une part croissante de la fourniture d'électricité en Californie sous l'autorité réglementaire de la FERC (en tant que commerce inter-Etats), réduisant corrélativement le pouvoir de la commission californienne.

Comment alors analyser le projet de la CPUC ? L"esprit californien' (caractérisé par une volonté d'être à l'avant-garde des évolutions de tous ordres) ne peut suffire à expliquer une telle rupture. L'idéologie de la concurrence, plus répandue peut-être en Californie qu'ailleurs, n'y suffit pas non plus. Il faut pour comprendre entrer plus finement dans le jeu réglementaire. La répartition traditionnelle des pouvoirs entre le niveau fédéral et le niveau des Etats donne aux seconds le pouvoir de réglementation des prix et tarifs de détail. Pour des raisons diverses, les PUCs

[122] C'est ce que suggère la rédaction de *EEnergy Informer* dans son editorial consacré aux projets californiens *(ibid.).*

[123] II s'agit de Pacific Gas & Electric Company, Southern California Edison Company et de San Diego Gas & Electric Company.

[124] Visant notamment à dé-intégrer les compagnies électriques de l'Etat. Voir*EEnergy Informer, op. cit.,* p. 6.

[125] *ibid.*

ont généralement utilisé ce pouvoir pour organiser des subventions des consommateurs industriels vers les consommateurs domestiques[126].

Sous la pression des consommateurs industriels, d'autant plus forte que la concurrence économique s'aiguise et que la croissance est faible, cet arrangement traditionnel est remis en cause. Un facteur aggravant en Californie est la relative cherté de son électricité, qui résulte en partie d'ailleurs des contraintes imposées dans le passé par la commission de réglementation (soutien excessif à la production indépendante ayant abouti à une forte sur-capacité ; programmes inefficaces d'économies d'énergie fortement subventionnés par les consommateurs...). On peut alors analyser le projet de la CPUC comme une façon d''effacer l'ardoise' de ses erreurs passées en permettant aux consommateurs californiens de s'approvisionner auprès de fournisseurs plus compétitifs. Dans le même temps, par un effet indirect de l'ouverture des réseaux, les consommateurs industriels peuvent rééquilibrer à leur avantage la répartition des charges financières[127]. En outre, cela permet de conserver des lois sur l'environnement plus sévères qu'ailleurs aux Etats-Unis.

Naturellement cela n'avantage guère les compagnies électriques californiennes. Ce qu'il faut donc conclure de cette analyse, c'est que la CPUC a effectué ce que le jargon militaire désignerait comme un renversement d'alliance. Traditionnellement alliée des compagnies électriques et des consommateurs domestiques au détriment des consommateurs industriels, elle se rapprocherait aujourd'hui de ces derniers, anticipant peut-être une régionalisation[128] du pouvoir réglementaire dans le cadre de laquelle elle retrouverait un *leadership* transitoirement abandonné[129]. Ce que cette petite révolution révélerait, ce serait alors un changement de la source de légitimité (il faudrait désormais garantir l'approvisionnement énergétique des entreprises au meilleur coût) et peut-être du niveau de légitimité (de l'Etat à la région).

-[b] Voir sur ce point les minutes de la rencontre du groupe d'étude d'Eurelectric avec des membres de l'Edison Electric Institute *(ibid.,* p. 53).

-[7] Voir le chapitre 6 de cette étude pour une analyse détaillée sur ce point.

-[8] Le terme désigne une échelle intermédiaire entre les Etats et la nation.

-9 Sur la question de la régionalisation, voir CF. Phillips, *op. cit.,* pp. 605 sq.

2.2. Les évolutions réglementaires dans l'Union européenne

A l'instar des autres secteurs de réseau (transport, télécommunications, eau, gaz...[130]), le secteur électrique européen, traditionnellement structuré par de grands monopoles verticaux de fourniture, a longtemps bénéficié d'un régime protégé au regard de l'action réglementaire de la Commission européenne et des différents gouvernements nationaux. Nous nous intéresserons d'abord ici aux évolutions au niveau communautaire.

Depuis la création de la Communauté économique europénne, en 1957, la régulation économique du secteur de l'énergie a fait l'objet de diverses initiatives, mais qui ont toujours eu une portée limitée soit parce que de caractère non obligatoire, soit parce qu'assorties de conditions très restrictives[131]. Ce n'est qu'après l'adoption de l'Acte unique européen en 1987 que cette situation commence à être remise en cause[132].

En 1988 la Commission européenne publie un Document de travail relatif au marché unique de l'énergie[133]. Ce document présente les principes que la Commission compte désormais appliquer au secteur électrique, principes favorables à un accroissement du rôle des mécanismes de concurrence, conformément aux dispositions générales du Traité CEE[134].

Parmi les 'problèmes potentiels' identifiés par la Commission et nécessitant un traitement prioritaire, figure le problème des droits exclusifs des monopoles, notamment dans la mesure où ces droits affectent la possibilité pour les consommateurs de s'adresser à un autre fournisseur que la compagnie locale (para. 21 du document). Ce problème est décomposé plus loin en deux sous-problèmes : les conditions de l'accès direct à une ressource de production pour une compagnie de transport ou de distribution d'abord,

[13<°] Dans la terminologie bruxelloise, on parle de secteurs exclus, que l'on désigne sous le sigle WETT (Water, Energy, Transport, Telecommunications). Les grands réseaux ont une longue histoire dans la tradition communautaire que nous aurons l'occasion d'évoquer dans la conclusion de la première partie de cette étude.

[131] Cf la Directive 66/162/EEC de 1966 sur la liberté d'établissement (art. 52 sq du Traité CEE) et de prestation de service (art. 59 sq CEE), applicables sous conditions à la production, au tramsport et à la distribution d'électricité.

[132] Leigh Hancher, «European Utilities Policy: the Emerging Legal Framework», 1 *Utilities Policy* 255-66 (n°3, April 1991), pp. 256-7.

[133] COM(88)238 final 02.05.1988.

[134] Leigh Hancher, *EC Electricity Law*, London: Chancery Law Publishing, 1992, p. 5.«[The Working document] endorses the Commission's commitment to a more competitive-orientated approach to energy market integration (...)»

pour un grand consommateur industriel ensuite (para. 61). Sont ainsi annoncées les initiatives ultérieures de la Commission en la matière.

2.2.1. Mettre en oeuvre un fonctionnement plus concurrentiel à l'échelle de la communauté

Dans le document de travail de 1988, la Commission dresse la liste des obstacles à la réalisation du marché intérieur de la production d'électricité. Ces obstacles résident dans des différences entre Etats-membres en matière de traitement fiscal et financier des compagnies productrices d'électricité, de procédures d'autorisation (notamment de construction) de contraintes légales sur les approvisionnements en combustibles, de normes environnementales et de sécurité[135]. Ces différences sont autant d'entraves à l'exercice d'une concurrence loyale en matière de production d'électricité au sein de la Communauté.

La directive 90/377/CEE du 29 juin 1990 concernant la transparence des prix aux consommateurs industriels d'électricité doit, selon la Commission, contribuer à les lever : en contraignant les compagnies à révéler les tarifs qu'elles pratiquent, on permet aux consommateurs d'évaluer les performances relatives de leur fournisseur ; on instaure en quelque sorte une pression par l'aval sur les fournisseurs pour les inciter à rechercher les sources d'approvisionnement les plus économiques.

Cette disposition est complétée par la Directive 90/547/CEE du 29 novembre 1990 sur les 'transits' d'électricité entre réseaux à très haute tension, qui permet précisément aux compagnies d'interconnexion (analogues aux *trcinsmission-ozvning utilities* de la terminologie américaine) de s'approvisionner en électricité dans d'autres pays de la Communauté.

Ce texte est en retrait par rapport au *National Energy Policy Act* américain de 1992 qui ouvre cette possibilité d'approvisionnement éloigné à toutes les compagnies réglementées y compris distributeurs et producteurs ne possédant pas un réseau de transport, et même à certains producteurs non réglementés.

Leigh Hancher, *op. cit.* (1992), p. 6.

2.2.2. Ouverture des réseaux ou 'dépéréquation amont' : les ambiguïtés des autorités de tutelle

Dans son programme de 1988, la Commission reconnaissait, au sujet de l'accès des consommateurs finals aux ressources énergétiques éloignées donc aux réseaux d'interconnexion, que les arguments des compagnies électriques opposées à l'ouverture des réseaux pour des raisons techniques d'exploitation et de sécurité d'approvisionnement étaient très puissants et confirmés par l'expérience internationale. Elle réservait donc sa position sur cette question.

Dans une proposition de Directive élaborée en 1992[136], la Commission développe ses vues, radicales, sur cette question. Nous allons nous attarder quelque peu sur ce texte selon nous révélateur de la vision de long terme de la Commission, donc précieux à titre prospectif. Dans ce projet 'concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité' soumis au Conseil européen en novembre 1992, la Commission reprend pour les généraliser principes de libre établissement et de libre prestation de service dans le domaine de la production et du transport d'électricité (art. 4 & 5). Puis le texte stipule

> «Les Etats membres assurent que tout client établi sur leur territoire peut acheter et s'approvisionner ou contracter l'achat et la fourniture d'électricité par un producteur ou fournisseur situé dans le même Etat membre ou dans un autre Etat membre par l'utilisation du réseau interconnecté.» (art. 7)

L'Etat membre ne peut interdire une telle utilisation du réseau interconnecté aux entreprises ou aux compagnies de distribution au-delà d'un certain seuil de taille[137].

Ce ralliement complet de la Commission européenne à la notion de réseau ouvert évoqué si prudemment dans le Document de travail de 1988 s'explique sûrement en partie par l'exemple du nouveau système britannique[138]. Le projet de Directive y fait d'ailleurs diverses références

[136] Document sur l'Achèvement du marché intérieur de l'électricité et du gaz (Bruxelles : Commission des communautés européennes, Direction générale de l'énergie, 21 janvier 1992), repris pour l'essentiel dans : Commission des communautés européennes, COM(91)548, 21 février 1992.

[137] Les seuils sont respectivement de 100 GWh par an pour un site industriel et de 3% de la consommation électrique de l'Etat membre concerné pour une compagnie de distribution (ou plusieurs en association). La commission envisage de les abaisser dans le futur ; voir Antonio Cardoso e Cunha, prés, réunion des Ministres de tutelle de l'énergie de la Communauté économique européenne le 29 octobre 1991, cité par *Enerpresse* (n° 5441,4 novembre 1991).

138 ^'experience internationale' à laquelle se réfère le document de 1988, corroborée d'ailleurs par des réformes importantes dans d'autres pays du monde (Chili, Nouvelle-Zélande...).

implicites (par exemple, art. 9, para. 2). Mais il est important de noter que les propositions de la Commission s'appuient essentiellement sur les dispositions générales du Traité CEE : droit de la concurrence, élimination des frontières intérieures.

Cette disposition radicale est très contestée au sein de l'industrie électrique et parfois au-delà. Deux arguments sont en particulier avancés. D'une part les missions de services public confiées aux compagnies réglementées comprennent une obligation de fourniture, y compris aux grands consommateurs industriels ; autoriser ceux-ci à choisir librement leur fournisseur d'énergie crée un déséquilibre injustifié à leur avantage et au détriment des consommateurs captifs. Notamment si des investissements ont été consentis pour alimenter un client qui 's'évade', les clients restants doivent s'en répartir le coût. On parle d"investissements échoués' *(stranded investment).* Les règles du jeu doivent donc être clarifiées sur ce point[139].

D'autre part le pouvoir de marché des compagnies de distribution représentant une multitude de petits clients est très faible devant celui d'un grand consommateur industriel qui peut toujours menacer de se délocaliser, de sorte que même en cas d'accès généralisé au réseau, le déséquilibre subsiste. Cette menace existe d'ailleurs déjà dans les réseaux non ouverts, suscitant une attitude ambiguë de la part des autorités de tutelle, comme l'illustre assez bien un rapport remis récemment au Ministre français de l'industrie par un groupe de travail présidé par Claude Mandil[140].

On peut lire dans l'introduction de ce rapport, qui doit aider à définir le rôle des compagnies nationales de gaz et d'électricité dans le futur contexte réglementaire européen :

> «La compétitivité industrielle a franchi un degré supplémentaire avec les risques de délocalisation de certaines activités : il devient donc indispensable d'assurer à ces activités des approvisionnements énergétiques aux meilleurs coûts»[141]

[139] Pour une argumentation similaire dans le contexte américain, voir Joe D. Pace, *op. cit.*, pp. 268 sq.

[140] Ministère de l'industrie, des postes et télécommunications et du commerce extérieur, Direction générale de l'énergie et des matières premières, *Rapport du Groupe de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française* (présidé par Claude Mandil, Paris : Ministère de l'industrie, 1993). Ci-après : rapport Mandil.

[141] *ibid.*, p. 1.

Alors même que le groupe de travail se déclare opposé au principe de l'ouverture des réseaux[142], il préconise l'instauration d'un régime administratif dérogatoire pour permettre à certains consommateurs industriels de s'alimenter auprès d'un fournisseur tiers. Ce faisant, ne réintroduit-on pas une fois encore le même déséquilibre, et ne revient-on pas à une forme déguisée d'ouverture ? Le rapport Mandil qui esquive cette question en la reliant à la suppression des monopoles d'importation et d'exportation ne clôt pas le débat[143].

Formes de l'accès au réseau et enjeux réglementaires

Le projet de Directive européenne accorde un traitement réglementaire privilégié à certaines formes de production dont la Commission juge le développement souhaitable. Ce sont les technologies que la loi américaine de 1978 encourageait déjà : cogénération et installations utilisant des sources d'énergie renouvelables ou des déchets. Selon les termes du texte européen, ces technologies doivent bénéficier d'un régime de priorité lors de l'appel par ordre de mérite des moyens de production.

On observe de ce point de vue une grande similarité entre les évolutions américaines du début des années 1980 et européennes du début des années 1990. En particulier, deux formes d'accès aux réseaux apparaissent, correspondant à deux enjeux réglementaires distincts. D'une part, un régime de rachat réglementé qui vise en premier lieu à favoriser certaines technologies de production, dont le développement est jugé socialement souhaitable. D'autre part, un régime d'ouverture des réseaux dont l'objectif premier est de développer la concurrence.

Si ces deux objectifs sont parfois difficilement conciliables (voir *infra* la discussion sur la réforme anglaise), les deux formes d'accès apparaissent à l'inverse difficilement dissociables. Notamment un mouvement apparemment irrépressible semble mener de la première à la seconde : lorsque des producteurs indépendants ont obtenu le droit de vendre à la

[142] *ibid.*, ppl9-20, 46-7.

[143] II faut remarquer qu'en excluant les compagnies de distribution indépendantes (i.e. hors Electricité de France) de ces dispositions, le rapport préconise une voie opposée à celle tracée par le *National Energy Policy Act* qui au niveau fédéral réserve la possibilité d'accès au réseau aux compagnies réglementées (et en exclut les consommateurs industriels). Ce constat fait écho à la décision de la Cour de justice dans l'affaire Almelo, qui va dans le même sens (cf *l.2.2supra).*

compagnie locale, ils cherchent à élargir ce droit aux compagnies éloignées, voire à des consommateurs finals. Cette évolution est observée dans le contexte américain, où les *qualifying facilities* qui bénéficient du régime de rachat réglementé aux termes de la PURPA, se sont vu accorder l'accès aux compagnies éloignées par la NEPA[144].

C'est pourquoi les positions du groupement des compagnies européennes d'électricité, Eurelectric[145], paraissent fragiles à terme. Eurelectric est en effet favorable à la mise en oeuvre d'appels d'offre ouverts pour satisfaire les besoins futurs de capacité de production d'électricité, mais s'oppose absolument à l'ouverture des réseaux.

2.2.3. Les avatars de la concurrence

Des propositions trop en rupture avec l'organisation traditionnelle du secteur

Afin de garantir aux compagnies tierces et aux consommateurs finals éligibles[146] un accès non discriminatoire au marché de l'électricité, le projet de Directive de 1992 préconisait la séparation fonctionnelle des activités de production, transport et distribution en divisions distinctes au sein des compagnies verticalement intégrées (art. 23). Elle allait en cela plus loin que la réglementation américaine qui impose seulement aux compagnies réglementées une séparation comptable.

D'autres dispositions semblaient s'éloigner des pratiques observées sur un plan international ; notamment le projet semblait abandonner la notion de gestion centralisée par zones du réseau d'interconnexion (art. 5 et 12[147]).

Ces innovations importantes expliquent sans doute largement que le texte ait été repoussé par le Conseil européen des Ministres de tutelle de l'énergie (le 30 novembre 1992) ; repoussé mais pas explicitement rejeté :

> «Les Douze ont déclaré qu'ils ne demandaient pas à Bruxelles de retirer ou d'amender formellement sa proposition, mais plutôt de la modifier, de prévoir par

[144] D'une certaine manière, on observe en Californie un mécanisme indirect allant dans le même sens (si l'on admet l'hypothèse selon laquelle la commission de réglementation promeut l'ouverture des réseaux pour faire supporter par les seules compagnies électriques de l'Etat le coût de son soutien passé excessif aux technologies innovantes de production).

[145] II s'agit en fait des positions des membres continentaux d'Eurelectric, les compagnies britanniques défendant une position beaucoup plus radicale.

[146] Ce terme désigne les consommateurs ayant dans un contexte d'ouverture la possibilité de choisir leur fournisseur.

[147] Dans la mesure où cet article ne concerne pas les lignes directes, i.e. non connectées au réseau, visées à l'art. 6.

exemple des périodes de transition plus longues pour l'introduction de l'ATR [accès des tiers aux réseaux] (...).»[148]

A la fin de 1993, la Commission a rendu publique une version modifiée de la Directive, qui prend partiellement en compte la position du Conseil européen et l'avis du parlement européen ; elle fait explicitement référence aux obligations de service public (art. 3), elle limite l'exigence de séparation des activités à la seule séparation comptable (chapitre V), et elle passe de la notion d'accès des tiers aux réseaux obligatoire à celle d'accès négocié —apparemment sans réel changement de nature (art. 21) ; elle reste ambiguë sur le statut et les modalités d'exploitation de lignes de transport indépendantes (art. 12 modifié).

La prise en considération des missions de service public

La référence aux obligations de service public dans la nouvelle version de la proposition de Directive est à l'évidence hautement significative, moins sans doute d'un changement sur le fond de la position de la Commission que d'un changement 'tactique'. C'est que la notion de service public connaît sur la scène européenne depuis le début de 1993 un essor nouveau.

Nous avons déjà analysé[149] l'arrêt Almelo rendu par la Cour de justice en avril 1994, et dans lequel la Cour rappelle que, selon les termes mêmes du Traité CEE, les considérations d"intérêt économique général' peuvent justifier certaines dérogations aux règles communes de concurrence. Postérieur au texte dont nous discutons, il ne peut l'avoir directement influencé. Cependant un arrêt analogue avait été rendu un an auparavant par la Cour dans le domaine des services postaux : l'arrêt 'Corbeau' du 19 mai 1993. Bien que ne concernant pas directement la distribution d'électricité, il constituait potentiellement un précédent pour l'ensemble des réseaux de service public (les 'secteurs exclus' du jargon communautaire), et a été d'ailleurs été perçu comme tel dès sa publication.

Le recentrage de l'action de la Commission sur le thème des frontières intérieures

Nous avons déjà souligné l'importance des considérations relatives à la disparition des frontières intérieures dans la justification de l'action

[148] *Power in Europe* (n° 138, 4 décembre 1992, p. 11).

[149] Voir le point 1.2.2.

réglementaire de la Commission. La référence constante à la réalisation du marché intérieur de l'énergie, le niveau fréquemment dénoncé comme insuffisant des échanges transfrontaliers, l'insistance sur le caractère communautaire du marché de la production, les actions engagées pour obtenir l'abolition des monopoles nationaux d'importation et d'exportation, attestent de l'importance de l'enjeu frontalier. Notons que ces préoccupations font largement écho à la dénonciation par la *Federal Energy Regulatory Commission* de l'esprit de paroisse régnant dans le secteur électrique américain, auquel la Commission oppose la recherche de la meilleure performance *globale*[150].

En réponse à la jurisprudence récente de la Cour de justice qui tempère ses incantations concurrentielles, la Commission semble accorder désormais la priorité aux considérations frontalières. Réagissant à l'arrêt Almelo, la Commission a indiqué que cela ne changeait pas ses plans de 'poursuivre juridiquement ceux des Etats-membres dont les monopoles font obstacle au commerce énergétique transfrontalier au sein de l'Union'[151] !

2.2.4. La 'réforme des réformes' : les évolutions réglementaires en Angleterre et au Pays de Galle

Au niveau communautaire, les projets radicaux ont jusqu'à présent été rejetés ; les instances de réglementation s'attachent à faire évoluer le secteur électrique à (par) la marge, sans, notamment, modifier les régimes de propriété. Les compagnies verticales sont préservées et l'on encourage la formation d'une marge concurrentielle. Certains pays ont opté pour une transition plus abrupte vers une régulation marchande ; c'est en particulier, en Europe, le cas de l'Angleterre et du Pays de Galle[152]. Le système électrique anglo-gallois a connu en 1990 une réforme profonde, combinant dé-intégration (séparation des fonctions), privatisation et changement de régulation. Elle est l'une des plus radicales à ce jour dans le monde[153].

[150] Charles G. Stalon, *op. cit.*, pp. 29-30.

[151] *Power in Europe* (n° 173, 6 mai 1994), pp. 1-2.

[152] Mais aussi de la Norvège.

[153] On rencontre cependant dans d'autres pays des formes avancées de dé-intégration des systèmes électriques (y compris entre prodution et transport) : au Chili ou en Norvège par exemple. Par ailleurs la réforme anglaise a directement influé sur des pays traditionnellement tournés vers la Grande-Bretagne, comme la Nouvelle-Zélande et surtout l'Australie.

Dans cette section, nous présentons brièvement le nouveau système anglo-gallois, à la lumière ou en contrepoint des analyses précédentes. Les études générales sur la réforme britannique abondent, tant celle-ci suscite par son originalité l'intérêt des spécialistes des systèmes électriques[154]. Nous nous limiterons donc strictement aux points essentiels à notre propos.

Dé-intégration et privatisation

On peut dire schématiquement qu'il existait avant *{'Electricity Act* de 1989 une structure à deux maillons, dans laquelle le *Central Electricity Generation Board* (CEGB), producteur-transporteur national (et nationalisé), vendait au prix de gros sa production à douze Area Electricity Boards qui assuraient un service technique de distribution et un service commercial de fourniture d'énergie électrique à l'ensemble de la clientèle (domestique, commercial, industrielle).

La nouvelle structure, telle qu'elle résulte de la réforme, distingue quatre maillons. La production est gouvernée par les lois de la concurrence, comprend trois acteurs principaux[155], mais est ouverte à tout agent économique (sous réserve d'autorisation administrative).

La distribution est assurée par douze compagnies régionales (les ex-AES, indifféremment appelées désormais Public Electricity Suppliers -PESs- ou Regional Electricity Companies -RECs-) soumises à une double obligation : de fourniture d'électricité pour les consommateurs qui le souhaitent ; de distribution pour les consommateurs qui s'adressent à un autre fournisseur ; elles sont réglementées pour ces deux activités. Elles sont autorisées à produire de l'électricité.

[54] James Capel & Co, *Reshaping the Electricity Supply Industry in England and Wales* (London: James Capel & Co, Feb. 1990) présente très clairement les principes de fonctionnement du nouveau système. Edison Electric Institute, *Restructuring and Sale of the Electricity Supply Industry in England and Wales* (Edison Electric Institute, May 1991) fournit des informations supplémentaires sur le contexte politique de la réforme et sa genèse. Pour des évaluations plus globales, on se reportera par exemple à Christian Stoffaës, dir., *Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique* (éditions PAU, 1994) ;'Jean-Paul Bouttes, Raymond Leban et Pierre Lederer, *Organisation et régulation du secteur électrique. Un voyage dans la complexité* (Paris : Conservatoire national des arts et métiers, Centre de recherche en économie et management, décembre 1990) ; et pour une analyse économique plus détaillée Damien Besancenot et Cyrille Piatecki, «La privatisation du secteur électrique en Grande Bretagne : une analyse critique», 12 *Politiques et management public* 77-99 (n° 1, mars 1992).

[55] National Power, PowerGen et Nuclear Electric, ce dernier étant public à la différence des deux autres (mais sa privatisation est envisagée).

Le transport et l'interconnexion sont gérés par une entreprise nationale unique, The National Grid Company pic (NGC), filiale commune des compagnies de distribution et chargée de cinq missions principales : la gestion et le développement économique du réseau et des interconnexions internationales ; le dispatching à une échéance de 24 heures des principaux moyens de production ; la fourniture des 'services ancillaires' (en simplifiant, ce terme désigne les services d'aide à l'exploitation du système de production-transport qui ne correspondent pas à une production effective et certaine d'énergie) ; la gestion de l'ensemble des transactions commerciales *(settlements business),* c'est-à-dire de l'ensemble des flux financiers résultant des contrats entre fournisseurs et consommateurs (dont les compagnies régionales).

Enfin la réforme définit l'activité de fourniture *(supply)* d'électricité, fonction commerciale traditionnellement du ressort des compagnies de distribution[156]. Désormais, n'importe quel agent économique peut s'ériger en fournisseur d'électricité, intermédiaire entre les producteurs et les consommateurs ; mais les producteurs et les compagnies régionales peuvent[157] également être fournisseurs.

Les différents maillons de l'industrie ont dans le même temps été privatisés, à l'exception de Nuclear Electric. Le régime de propriété instauré à la date de la réforme n'est toutefois pas stabilisé (projets de privatisation de Nuclear Electric, de revente partielle de NGC par les compagnies distributrices qui en sont propriétaires[158]).

Logique d'interconnexion et contrats bilatéraux

La principale difficulté conceptuelle à laquelle se sont heurtés les réformateurs britanniques a porté sur la définition et le contrôle des relations entre les différents maillons résultant de la dé-intégration. Nous reviendrons dans la suite plus en détail sur la question complexe de la réglementation. S'agissant des relations entre maillons, le système constitué ne se caractérise pas non plus par sa simplicité. Cependant, si l'on met de côté quelques

[156] Au point que les *Area Boards* étaient traditionnellement actives dans la vente de matériel électroménager.

[157] Les secondes ont même obligation de l'être pour les consommateurs qui n'ont pas accès au marché (et qui sont donc contraints de s'alimenter auprès d'elle) ; de plus elles ne peuvent refuser de l'être, quel que soit le consommateur dès lors qu'il en fait la demande.

[158] «Flotation beckons for buoyant NGC», *Power in Europe* (n° 176, June 17,1994, p. 4 et 5).

dispositions structurelles (la filialisation de NGC, l'interdiction faite à NGC de produire ou de fournir de l'électricité), le mécanisme principal de fonctionnement du marché est le couple marché spot *(pool)/* 'contrats de différences' *(contracts for differences).*

A chaque instant, la valeur de l'énergie échangée sur le marché anglais, le prix *spot,* est fondée sur le 'prix marginal du système'[159]. Cette expression est copiée sur le 'coût marginal du système' qui désigne le coût variable de production du dernier moyen appelé dans l'ordre de mérite. On parle de prix et non de coût car les producteurs, désormais indépendants et en concurrence, annoncent pour chaque moyen en leur possession un prix d'offre, exactement une courbe d'offre à partir de quoi l'ordre de mérite est établi (alors qu'une compagnie intégrée se fonde sur les coûts variables de production de ses différents groupes).

A l'exception de cette substitution d'un prix à un coût, le fonctionnement du système à court terme (à l'horizon de 24 heures) ne diffère guère du modèle traditionnel. La veille pour le lendemain, les producteurs annoncent leurs courbes d'offre, à la suite de quoi sauf imprévus, ils sont tenus de suivre les instructions du dispatching (géré par NGC).

Il n'en va pas de même à long terme. D'une part les producteurs existants ou nouveaux disposent d'une autonomie complète en matière d'investissements de production. Si de nombreuses autorisations sont nécessaires pour entreprendre la construction d'une nouvelle centrale, elles portent sur de questions d'environnement, d'insertion dans le site, de garanties économiques et légales et non sur le volume et la structure optimaux du parc de production, qui constituent les missions essentielles de la planification des moyens de production dans une entreprise d'électricité traditionnelle.

D'autre part la plupart des échanges d'énergie au sein du système anglo-gallois sont couverts par des contrats à terme[160], permettant aux différents acteurs de se prémunir contre la grande volatilité des prix *spot.* Dans le

[159] En particulier les recettes des fournisseurs sont assises sur les prix *spot* et non sur des tarifs binômes comme c'est généralement le cas (la part fixe du tarif couvrant une part des coûts fixes de production).

[160] Pour une part *«bien supérieure à 90%»* selon David Jefferies, «Experience with restructuring and privatising electricity in England and Wales», Keynote Address, *CIGRE* (Paris, 30 août 1992), p. 9.

modèle traditionnel, le risque à court terme comme à long terme est supporté pour l'essentiel par le fournisseur, sous l'effet de la réglementation des prix et des profits. Dans le nouveau système anglais, le risque est 'passé' dans les prix spof,dont les variations traduisent directement les aléas de production et de consommation. Sa répartition entre les différents agents dépend ensuite pour l'essentiel de la relation entre les les prix spot et les contrats de différences.

Les contrats de différence ont pour finalité d'assurer les parties contractantes, un fournisseur et un consommateur, contre les variations des prix *spot.* Rapppelons que sauf dispositions contractuelles, l'énergie est échangée dans chaque période au prix *spot* de la période, soit *pt*- pour la période considérée : les consommateurs payent *pt aupool,* et les fournisseurs reçoivent *pt* du *pool.*

Dans un contrat de différence, les parties s'entendent sur un prix contractuel de l'énergie, soit *p.* L'exécution du contrat se déroule alors comme suit. Pour chaque période[161], les parties contractantes comparent *pt* avec *p.* Lorsque $pt < p$, le consommateur verse *pt* au *pool* et $p - pt$ au fournisseur, soit *p* par unité consommée ; le fournisseur reçoit *pt* du *pool* et $p - pt$ du consommateur, soit *p* par unité fournie. Lorsque $pt > p$, c'est le fournisseur qui reverse $Pt - p$ au consommateur par un mécanisme analogue. Dans les deux cas, fournisseur et consommateur payent en définitive *p* par unité échangée.

Cette architecture contractuelle à deux niveaux présente l'originalité de rendre compatible la logique de l'interconnexion (à court terme) et les transactions bilatérales (financières et à long terme). Or nous avons souligné plus haut que la logique de l'interconnexion ôte toute signification à l'association d'un producteur et d'un consommateur donnés. La clé de ce paradoxe réside dans le fait que les contrats de différence ne correspondent pas à des transactions réelles : le contrat garantit la transaction et son prix, mais non pas que le producteur contractant sera le fournisseur effectif. Ainsi le producteur peut ne pas produire au cours d'une période ou le consommateur consomme de l'énergie aux termes du contrat. Le fournisseur du contrat peut d'ailleurs ne pas même être un producteur d'électricité. La notion de 'performance spécifique' est abandonnée.

Comment un service de transport peut-il être défini dans ce cadre ? Faut-il estimer le coût hypothétique d'un transfert d'énergie du producteur

Périodes d'une demi-heure, correspondant à la fréquence de réactualisation des prix *spot*.

au consommateurs co-contractants, même si le producteur contractant ne produit pas effectivement ? Comment traiter le cas d'un producteur possédant différents sites de production et alimentant différents clients ? Que faire dans le cas où le fournisseur du contrat n'est pas producteur ? Ces questions sont conceptuellement difficiles ; nous y reviendrons à partir des éclairages apportés par la théorie des prix *spot.*

Notons enfin que l'efficacité économique propre de cette achitecture à deux niveaux est difficile à évaluer compte tenu du recul historique encore insuffisant (on ne peut complètement en juger les effets de long terme sur une période de quatre ans) et des autres facteurs influant sur la performance du système. Parmi ces facteurs, l'imperfection de la concurrence à la production joue un rôle prépondérant[162].

En second lieu, l'interférence des choix de politique énergétique (soutien au charbon national et à la production nucléaire) avec le fonctionnement du marché *spot* produit des effets pervers[163]. Ce point est important. Il illustre le fait que la réforme anglaise a d'abord été conçue pour encourager la concurrence, donnant la priorité à l'ouverture du réseau, et non comme un outil de politique énergétique. Un examen plus attentif du fonctionnement réel du marché *spot* révèle cependant une similarité troublante avec certains aspects des évolutions réglementaires décrites précédemment. Nous avons vu comment, aux Etats-Unis et en Europe, les instances de réglementation cherchaient à soustraire à la règle du dispatching économique certaines technologies de production dont elles voulaient encourager le développement. Or on observe un phénomène analogue dans le marché anglais.

> «Les producteurs qui subissent ces contraintes réglementaires [visant à imposer la consommation de charbon national, à soutenir la production nucléaire ou à encourager le développement des énergies renouvelables] sont alors astreints à proposer, pour l'électricité fournie par ces centrales, des prix qui ne sont plus en rapport avec les coûts marginaux de production de long terme. Ces prix ont alors pour objectif unique de garantir l'écoulement de la production sur le marché *spot.* Or comme les revenus de ces producteurs sont généralement couverts par des contrats de différence (...) l'existence d'un faible prix de l'électricité n'a aucune incidence sur

[162] Voir Damien Besancenot et Cyrille Piatecki, *op. cit.*, pp. 87 sq.

[163] *ibid.*

la conduite de leur activité. [Ces] producteurs (...) sont donc incités à exercer une pression à la baisse du prix[164].»

On trouve ici la confirmation dans les faits d'une conviction manifeste des régulateurs : la politique énergétique (quel que soit son objectif) ne peut s'accomoder des règles ordinaires de mise en concurrence des moyens de production.

Mais ces facteurs externes ne sont pas les seules limites à l'efficacité de la nouvelle architecture fonctionnelle du système anglais. Les coûts de transaction élevés que subissent les consommateurs (coût des installations nécessaires pour participer au marché *spot)* et l'information incomplète qu'ils reçoivent sur les prix sont aussi une limitation importante du dispositif[165].

2.3. Les enjeux de l'ouverture des réseaux électriques

2.3.1. Une nouvelle conception réglementaire commune

De l'avis général, les origines des évolutions réglementaires de part et d'autre de l'Atlantique ne coïncident pas. On met en avant dans le cas nord-américain la pression des grands consommateurs (compagnies de distribution ou consommateurs industriels) et la 'faillite' réglementaire[166] ; et en Europe les jeux de pouvoir des institutions communautaires[167].

C'est pourquoi il est d'autant plus frappant de constater à l'issue de ces courtes études monographiques que l'on retrouve dans le contexte européen les éléments constitutifs de l'évolution décrite aux Etats-Unis : l'application aux compagnies électriques de la législation *antitrust*, ou plus généralement des lois sur la concurrence ; la focalisation du débat sur le problème de l'accès aux réseaux électriques, et sur la question connexe des charges d'accès ; la décomposition *(unbundling)* de l'activité de fourniture d'électricité en activités élémentaires de production, transport, distribution et fourniture ; la dénonciation des niveaux inférieurs de réglementation par les niveaux

[164] *ibid.,* p. 92.

[165] *Ibid.,* p. 91.

[166] P. Joskow, 1989, *op. cit.* ; R. Leban, «Les réseaux aux Etats-Unis : leçons pour l'Europe ?» *Annales des Mines* (n.s. «L'Europe des grands réseaux», avril 1991) ; J.P. Bouttes et P. Lederer, «The Organization of Electricity Systems and the Behavior of Players in Europe and the US», Conf. *Organizing and Regulating Electric Systems in the 1990s* (Paris, France: 28-30 mai 1990).

[167] Dominique Finon, «Opening access to European grids: In search of solid ground», *Energy Policy (June* 1990, p. 428-42) ; Olivier Coutard, *op. cit.*

supérieurs ; et en contrepoint —ou à la marge— du mode de régulation marchande : la protection de certains groupes de consommateurs, en particulier l'ambivalence de la position légale-réglementaire vis-à-vis des grands consommateurs industriels ; le soutien à certaines technologies de production (ou sources d'énergie primaire).

Ces similarités traduisent l'émergence d'une nouvelle conception réglementaire commune, qui se substitue progressivement au modèle traditionnel décrit dans le chapitre précédent et que l'on peut résumer ainsi : (1) la fourniture d'électricité en tant qu'activité verticalement intégrée n'est plus considérée comme un monopole naturel ; elle doit donc être régie par les lois générales de la concurrence ; (2) cependant le transport d'électricité conserve en propre un caractère de monopole naturel, fondé sur des infrastructures raisonnablement non duplicables, nécessitant une exploitation centralisée et agissant comme *essential facility* vis-à-vis du marché aval de la consommation ; (3) c'est pourquoi lorsqu'il est souhaitable l'accès au marché des concurrents de la compagnie propriétaire du réseau doit être réglementairement garanti ; (4) les exceptions à la règle précédente ne peuvent être justifiées (à titre transitoire) que par des considérations d"intérêt économique général' ou de politique énergétique.

Cette conception[168] soulève trois enjeux principaux. D'une part elle suppose à l'évidence de *définir des critères (consensuels) d'efficacité pour les règles d'accès au réseau.* D'autre part, en inversant l'ordre traditionnel des valeurs (où exigences de service public et de politique énergétique primaient sur celles de concurrence), elle impose de *prévoir* explicitement *un arbitrage réglementaire entre groupes de consommateurs,* et *d'adapter les règles d'accès aux objectifs de la politique énergétique.*

Nous reviendrons dans la suite[169] sur ce dernier enjeu, auquel nous avons déjà consacré quelques paragraphes[170]. Cependant, du point de vue de notre étude, les dispositions relatives à telle technologie ou à telle énergie primaire sont essentiellement transitoires, ou du moins fluctuantes, et à tout le moins largement déterminées par des considérations qui dépassent le cadre de notre propos.

[168] Nous préférons ici le terme de 'conception' à celui de 'modèle', qui suggérerait une forme stabilisée d'organisation industrielle associée aux principes que nous venons d'énoncer —forme qui n'existe pas aujourd'hui.

[169] Voir notre chapitre 6.

[170] Point 2.2.2.

Il n'en va pas de même pour les deux premiers enjeux. Il s'agit au contraire en la matière de définir des mécanismes stables et équilibrés sur la longue durée. Ces enjeux sont premiers dans la définition de règles d'accès socialement efficaces. En se référant à la théorie économique, aux pratiques réglementaires et à des critères de bon sens, on peut préciser chacun de ces enjeux généraux dans le contexte particulier qui nous occupe.

2.3.2. L'ouverture des réseaux au service de l'efficacité économique à long terme

En incitant les producteurs d'électricité à l'innovation technique et à l'efficience managériale, la concurrence doit assurer des gains considérables d'efficacité à long terme ; tel est, aux yeux de ses promoteurs le bénéfice essentiel, la justification ultime de l'ouverture des réseaux. Toutefois pour que ces gains d'efficacité productive[171] se traduisent en gains globaux sur le coût de fourniture d'électricité, il convient que les différents maillons techniques (production, transport, distribution) soient efficacement gérés et adéquatement coordonnés —de manière à retirer un bénéfice maximal des effets de réseau (effets de diversité et de foisonnement).

L'efficacité du signal tarifaire

A court terme, cette coordination est assurée par la fonction centralisée de dispatching. Qu'en est-il à long terme ? Dans l'esprit des avocats de l'ouverture des réseaux, l'intervention réglementaire doit être minimale. La tendance est donc de faire confiance aux prix : prix de fourniture en ce qui concerne la structure du parc de production (dosage entre les moyens de production de caractéristiques économiques différentes), et prix de services de réseau (ou différenciation géographique des prix de fourniture) en ce qui concerne la localisation des nouveaux moyens de production et des nouveaux consommateurs.

La solution théorique du problème, dans un monde économique idéal, consiste à prendre comme prix les coûts marginaux de court terme de transport (si le terme de transport désigne l'ensemble des services fournis par le réseau défini comme intermédiaire entre les producteurs et les consommateurs). Cependant si l'on se remémore qu'il est impossible de

En admettant que la concurrence à la production est effective...

déterminer l'origine et la destination de l'énergie transitant sur une ligne donnée, l'on conçoit que la définition même de ces coûts marginaux pose un problème conceptuel.

La théorie des prix *spot*, que nous introduirons dans le prochain chapitre, propose une solution à ce problème à partir des coûts marginaux de court terme de fourniture[172]. Mais cette solution soulève au moins deux nouvelles questions pratiques d'efficacité tarifaire. D'une part les coûts marginaux de court terme de transport ne transmettent pas les coûts de réseau dans leur intégralité ; en d'autres termes, lorsque les prix sont égaux aux coûts marginaux, les consommateurs des services de réseau ne supportent pas le coût total de ces services. En pratique une telle situation est, pour diverses raisons, source d'inefficacités. D'autre part, les coûts marginaux de court terme de production (donc de fourniture) sont très variables, comme l'attestent les fluctuations des prix *spot* sur le *pool* anglo-gallois. Des prix aussi variables à l'horizon de la journée peuvent-ils constituer un signal efficace pour des décisions de moyen/long terme, disons à un horizon pluriannuel (décisions d'achat d'équipement électrique) ?

La réglementation de la compagnie d'interconnexion

En supposant résolues ces questions d'ordre tarifaire, l'efficacité économique n'est pour autant pas garantie. La réglementation des compagnies d'interconnexion en position de monopole doit aussi porter de façon évidente sur leurs décisions d'accorder ou non l'accès à leur réseau (lorsque celui-ci est 'négocié', pour reprendre les termes de la Commission européenne[173]), mais surtout sur leur politique d'investissement et sur leurs actions éventuelles de discrimination. Certains cadres réglementaires peuvent en effet inciter une compagnie à sous-développer son réseau, pour majorer les coûts (donc les prix) d'accès à son réseau et du même coup préserver sa clientèle[174]. Un tel comportement créateur d'inefficacités doit être dans la mesure du possible empêché.

[172] Nous verrons qu'en pratique (comme d'ailleurs en théorie) les prix *spot* sont davantage des coûts moyens que des coûts marginaux.

[173] Voir notre point 2.2.3.

[174] Ce que corrobore le jugement de C. Stalon : «L'utilisation inefficace par la compagnie de ses installations de transmission peut se révéler un faible prix à payer en regard des gains résultant de débouchés accrus [ou simplement conservés] pour ses propres moyens de production.» (Stalon, *op. cit.*, p. 11.

La coordination au sein des ensembles interconnectés

La coordination entre zones de dispatching est également nécessaire. En effet, une réglementation efficace localement, c'est-à-dire pour une partie d'un ensemble interconnecté, peut être rendue inefficace par des comportements stratégiques au sein du reste du système. Ceci résulte de l'interaction technico-économique créée par les lois physiques de fonctionnement des réseaux électriques (lois de kirchhoff), et constitue en quelque sorte un troisième niveau de régulation pour l'utilisation efficace des réseaux d'interconnexion.

2.3.3. La substance du service public et les exigences de la concurrence

L'ouverture des réseaux remet en cause l'équilibre réglementaire entre les consommateurs d'électricité —pour aller vite entre les 'petits' et les 'gros'. C'est pourquoi des règles indifférenciées d'accès au marché de la fourniture, à l'inverse d'être non discriminatoire, serait au contraire une source de profondes inégalités. C'est en effet qu'il existe entre ces différents consommateurs de fortes disparités de condition, en termes de bénéfices retirés de l'interconnexion, de pouvoir de négociation, d'accès à l'information économique pertinente.

La nouvelle réglementation doit en particulier arbitrer entre les exigences de la concurrence, qui contraignent les grands consommateurs d'électricité à rechercher les sources d'approvisionnement les plus économiques, et celles du 'service public', qui reconnaissent l'électricité comme un service socialement et économiquement indispensable, qui dictent aux pouvoirs publics d'en assurer la fourniture généralisée, permanente et à un prix raisonnable, et qui conduisent en définitive à instaurer une certaine solidarité entre (groupes de) consommateurs.

L'économiste s'intéressera en particulier à deux aspects de la construction du nouvel équilibre réglementaire : le critère de non-discrimination entre consommateurs, et les dispositions réglementaires qui en garantissent le respect ; les obligations de nature particulière faites à la compagnie d'interconnexion, et les modalités de financement des dépenses imposées par ces obligations.

Le problème de la 'dépéréquation amont'

L'ouverture des réseaux, lorsqu'elle est mise en oeuvre, crée pour certains consommateurs une situation nouvelle avantageuse : ils bénéficient d'une obligation de fourniture à un prix réglementé de la part de leur compagnie locale, mais peuvent rechercher ailleurs un fournisseur plus avantageux. Cette asymétrie évidemment discriminatoire est une source potentielle d'inefficacités[175]. En substance elle peut permettre à ces consommateurs libres de faire supporter par les consommateurs captifs une part de leurs coûts de fourniture (en particulier des coûts fixes).

En l'absence même de cette asymétrie, soit parce que l'obligation de desserte est supprimée pour ces consommateurs, soit parce que l'ouverture des réseaux est générale, la taille d'un consommateur, les caractéristiques de sa consommation... peuvent le doter d'un pouvoir de négociation supérieur. La réglementation doit assurer qu'il ne retirera pas de cette position privilégiée un avantage excessif.

Le critère le plus généralement admis pour déterminer ce caractère 'excessif est le critère des subventions croisées au sens de Faulhaber. Mais le critère de Faulhaber est d'application contestable en présence de coûts communs élevés[176]. De surcroît, son application au problème de l'accès aux réseaux soulève une difficulté particulière : on ne considère plus un seul fournisseur, mais au moins deux (la compagnie d'interconnexion et un fournisseur tiers). Enfin, comme nous le verrons, certains développements théoriques peuvent conduire à relativiser encore davantage le critère de Faulhaber (des subventions croisées directes peuvent être réduites par des effets indirects de redistribution).

Les obligations de service public

D'un point de vue plus général, cependant, on peut voir l'obligation de fourniture comme l'une des diverses obligations auxquelles la compagnie d'interconnexion est susceptible d'être astreinte et que nous qualifions d"obligations de service public'[177]. Selon les cas, la compagnie sera responsable de la qualité de l'électricité (tension, fréquence), astreinte à une

[175] Joe D. Pace, «Wheeling and the Obligation to Serve», 8 *Energy law lournal* 265-302 (1988), p. 271 et 274 sq.

[176] Voir le point 1.1.4.

[177] On pourrait parler d'obligations de service d'intérêt économique général.

obligation de fourniture en dernier ressort[178] ou à court terme de la continuité du service, chargée de la mise en oeuvre d'une forme plus ou moins développée de péréquation tarifaire[179].

Vis-à-vis de ces différentes questions, l'ouverture des réseaux crée des difficultés réglementaires nouvelles. Le phénomène d"écrêmage' est ici essentiel : un consommateur (ou un groupe de consommateurs) qui supporte des coûts au-delà de ce qui est économiquement nécessaire pour l'alimenter est incité à s'évader. Or les différentes contraintes de service public que nous venons d'énoncer sont susceptibles de produire de telles situations. La réglementation doit résoudre cette contradiction qui renvoie, comme nous le démontrerons, à la question des niveaux pertinents de régulation et de solidarité économiques. Dans ce nécessaire arbitrage, le raisonnement économique cède le pas à des considérations politiques et éthiques.

[17°] C'est ce que prévoit, assorti d'un préavis de douze mois, le projet de réforme californien que nous avons présenté plus haut (voir *EEnergij Informer, op. cit.*, p. 4). J. Pace proposait de retenir une durée de préavis de cinq à dix ans (Pace, *op. cit.)* qui ressemble davantage à la durée jugée raisonnable par les électriciens.

[179] Voir la discussionde l'arrêt Almelo (point 1.2.2.).

CONCLUSION DE LA PREMIÈRE PARTIE
ÉCONOMIE ET RHÉTORIQUE DES RÉSEAUX

Nous voici parvenus au terme de la première partie de notre étude, dans laquelle nous avons mis en perspective historique dans différents contextes institutionnels le mouvement actuel d'ouverture des réseaux électriques pour mieux en cerner les principaux enjeux. Dans cette conclusion, nous poursuivons trois objectifs. Nous voudrions (i) montrer que notre analyse est confortée par la comparaison avec d'autres industries de réseau, (ii) mettre en évidence les raisons profondes pour lesquelles selon nous il en est ainsi, et (iii) en tirer divers enseignements pour la suite de notre travail.

Un rapide panorama des évolutions réglementaires affectant actuellement diverses industries de réseau révèle en effet des analogies surprenantes d'un secteur à l'autre. Le mouvement d'ouverture des réseaux est général[180]. Initié pour l'essentiel aux Etats-Unis[181] pour s'étendre ensuite en Europe, il concerne tant le transport aérien[182] que ferroviaire[183], les télécommunications[184] que les services postaux[185]. La question de la réglementation des conditions d'accès aux réseaux (et notamment des prix d'accès), ainsi que celle, liée, de la séparation comptable ou fonctionnelle des activités qui étaient antérieurement intégrées au sein des monopoles

[80] Voir pour un panorama européen le numéro spécial déjà cité des *Annales des Mines* (avril 1991).

[81] Même si, sectoriellement, des réformes ont été entreprises antérieurement dans différents pays. Ainsi le Chili a réformé son système électrique dès 1982 (voir S. Berstein, «Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector», *Energy Policy* 369-77 (August 1988).

[82] David Encaoua et Anne Perrot, *Concurrence et coopération dans le transport aérien en Europe*, Rapport pour la direction générale de la Concurrence (Bruxelles: Office des publications officielles des communautés européennes, octobre 1991).

[83] Conférence européenne des ministres des transports, *La privatisation des chemins de fer*, Table ronde 90 (Centre de recherches économiques, 1993).

[84] Nicolas Curien et Michel Gensollen, *Economie des télécommunications, ouverture et réglementation* (Paris: ENSPTT/Economica, 1992).

[85] Michael A. Crew and Paul R. Kleindorfer (éd.), *Regulation and the Nature of Postal and Delivery Services* (Boston: Kluwer, 1993).

réglementés *(unbundling),* sont au coeur des débats politiques, juridiques, économiques et techniques dans ces différents secteurs.

Pourtant les caractéristiques économiques, la nature des services fournis, la tradition réglementaire diffèrent fortement d'un secteur à l'autre. S'agissant d'échanges d'information, l'obligation mutuelle de transit est évidemment essentielle. Il en va ainsi par exemple en matière postale[186] : cette obligation est contenue dans les dispositions de la première convention de l'Union postale universelle, tenue à Berne en 1874 ![187] De ce point de vue, l'exemple français d'un modèle homogène des services publics locaux[188], voire des services publics en général[189] doit être vu davantage comme une exception que comme la forme la plus aboutie d'une loi générale.

D'autre part, lorsque des notions réglementaires ont été transférées d'un secteur vers un autre, c'est parfois avec un délai considérable. Ainsi la nature *d'essential facility* des infrastructures ferroviaires est reconnue dans la jurisprudence américaine depuis 1912[190], contre 1973 (comme nous l'avons vu) pour les réseaux électriques d'interconnexion[191]. De sorte que c'est non seulement de *l'universalité* du nouveau paradigme[192] qu'il faut ici rendre compte, mais encore de la *synchronicité* des évolutions qu'il produit (autour des années 1980).

186 Q£s iors que j es différents Etats ou institutions privées ont été empêchées de ou ont renoncé à établir leurs propres réseaux postaux internationaux (c'est-à-dire dès à partir du XVème siècle en Europe).

187 On notera cependant que la fixation, à cette occasion, des droits de transit entre administrations postales a donné lieu à de vives controverses, «most acrimonious discussions», selon James I. Campbell, «The Future of the Universal Postal Union» in Michael A. Crew & Paul R. Kleindorfer (eds), *op. cit.,* p. 10.

188 Y0jr Dominique Lorrain «Les services urbains, le marché et les politiques», in Claude Martinand (dir.), *L'expérience française du financement privé des équipements publics* (Paris : Economica & MELT/DAE1, 1994).

189 Georges Ribeill, «Réseaux techniques : le développement à la française», *Metropolis* 83-8 (n° 73-74, 2ème trim. 1986); Georges Ribeill, «Quelques aspects sur la longue durée de l'évolution du profil de l'opérateur de réseau», *Cahiers du groupe Réseaux* (LATTS-ENPC, n° 10, février 1988).

190 United States v. Terminal Rail Road Association, 224 U.S. 383 (1912).

191 Otter Tail Power Co v. United States, 410 U.S. 370 (1973).

192 Ainsi «malgré les différences entre les secteurs et entre les approches réglementaires du problème il y a un trait commun à toutes les réponses à la question des relations verticales entre concurrents [dans les secteurs] qui étaient préalablement soumis à une réglementation stricte. Les régulateurs ont établi un prix raisonnable d'accès des 'concurrents non-intégrés' aux segments de réseau pour lesquels cet accès est restreint, de manière à ce que la concurrence à armes égales *(on equal terms)* se substitue à la réglementation du reste du système.» (W. Tye, *op. cit.,* p. 342).

Causes de nature générale

Certaines causes de ces évolutions sont largement reconnues. Le plus souvent, elles ne concernent pas spécifiquement les industries de réseau. On peut noter en premier lieu l'occurence simultanée de deux facteurs de changement exogènes. Les *préoccupations environnementales,* d'une part, qui ont motivé l'adoption par le Congrès américain de la loi PURPA de 1978 sont également l'une des justifications principales de la directive européenne d'ouverture des réseaux ferroviaires[193]. Les *progrès technologiques rapides* dans les domaine des télécommunications et de l'informatique d'autre part, sont largement à l'origine des pressions en faveur de l'ouverture des marchés de télécommunications[194], et de manière indirecte dans les autres secteurs de réseau dont les modalités de gestion se sont trouvées modifiées[195].

Puis, la *diversification des besoins des consommateurs* (tant individuels qu'industriels) exige une réponse mieux adaptée de la part des entreprises en général, et des entreprises de réseau en particulier. Or c'est une idée communément admise que des fournisseurs en concurrence sont incités à satisfaire au mieux les exigences de leurs clients —par opposition au monopole qui est suspecté de toujours chercher à plier la demande à ce qu'il souhaite offrir. La 'culture de marché' forme le socle d'une 'idéologie de la concurrence' qui pousse à la démonopolisation.

Dans le même temps, la croissance économique faible ou nulle qui, sauf exceptions, caractérise depuis deux décennies les sociétés occidentales produit un mouvement de *rationalisation des dépenses des entreprises.* Celles-ci, de plus en plus fortes consommatrices de services de réseau, remettent alors en cause les régimes de subventions croisées qu'elles alimentaient traditionnellement.

La stagnation ou la récession économiques mettent également les entreprises de réseau en situation de *surcapacité* (puisque la demande est moins élevée que prévu, ou diminue alors que la capacité d'offre est très

[193] Directive 91/440, *Journal officiel des communautés européennes,* L237, 24 août 1991.

[194] N. Curien et M. Gensollen, *op. cit.,* p. 214-6.

[195] Deux exemples importans sont : les systèmes informatiques de réservation dans les transports aériens ou de commercialisation dans les transports routiers de marchandises ; et les services de télécommunications fournis à partir des systèmes d'exploitation de certains réseaux techniques (distribution d'eau, d'électricité, de télévision câblée).

rigide à la baisse). Cette surcapacité[196] conduit généralement à des hausses de tarif. C'est alors *la réglementation publique* dans son ensemble qui *est remise en cause.* Ainsi du secteur électrique aux Etats-Unis : nous avons vu comment la légitimité des commissions de réglementation était bousculée, tant au niveau des Etats qu'au niveau fédéral, et comment celles-ci pouvaient chercher à recouvrer partiellement celle-là en donnant un rôle accru aux mécanismes 'anonymes' de la concurrence. L'ouverture des réseaux devient alors le symbole d'une réglementation à distance *(arm's length regulation).* Cependant, l'analyse concrète des évolutions réglementaires met en évidence une réglementation de plus en plus détaillée.

Causes de nature plus spécifique

Nous en arrivons ainsi aux causes plus spécifiques de la convergence réglementaire actuelle. Les *résistances montantes à l'intervention économique de la puissance publique,* confortées en Europe par la montée en puissance de la Commission européenne essentiellement fondée sur les dispositions libérales du Traité CEE, favorisent la promotion de la régulation marchande. Cette évolution s'applique principalement aux secteurs de réseau.

Mais cela ne suffit encore pas à expliquer la similarité observée dans les modalités d'évolution réglementaire. Un facteur explicatif essentiel provient en effet de ce que nous appellerons ici la 'rhétorique des réseaux'. Depuis Saint-Simon, les réseaux techniques sont collectivement perçus comme l'instrument privilégié d'action de la puissance publique sur l'organisation économique et sur la cohésion territoriale[197]. Cette vision est celle des fondateurs de l'Europe, exprimée à la conférence de Messine[198]. Selon les termes de la résolution finale, la première disposition de nature économique propre à favoriser l'établissement d'une Europe unie est

> «l'étude en commun de plans de développement axés sur l'établissement d'un réseau européen de canaux, d'autoroutes, de lignes électrifiées et sur une

[ib] Eventuellement jointe à des taux d'intérêt élevés qui alourdissent le poids de la dette des companies.

[?7] Gabriel Dupuy, article «Réseau», *Encyclopedia Universalis* XXX

[^] La conférence de Messine (1955) est une étape essentielle de la formation de la Communauté économique européenne.

standardisation des équipements, ainsi que la recherche d'une meilleure coordination des transports aériens.»[199]

Plus près de nous, c'est aussi la vision de la Commission européenne :

> «Les exigences du fonctionnement du marché intérieur peuvent être comparées à celles d'un organisme en croissance. Il doit posséder quatre éléments fondamentaux : un système de circulation sanguine (les infrastructures de transport), un système nerveux (les infrastructures de télécommunications), un système musculaire (les réseaux d'énergie) et un système cérébral (les équipements éducatifs).»[200]

Elle est notamment incarnée dans les projets actuels de réseaux trans-européens, prévus dans le Traité de l'Union européenne (titre XII) et repris dans le livre blanc de la Commission européenne sur la croissance, la compétitivité et l'emploi[201].

Mais cette rhétorique des réseaux est aussi à l'origine de phénomènes de contagion réglementaire. Réunis par l'analyse de politique économique, ils deviennent liés en matière de pratique réglementaire. Si l'on en croit Ronald Coase, cette contagion des approches réglementaires n'est pas un phénomène nouveau. Evoquant la réforme de 1839 qui introduisit un tarif postal uniforme en Grande-Bretagne, l'économiste (historien pour l'occasion) note :

> «il ne fait pas de doute que la revendication de prix uniformes sur l'ensemble du territoire national pour le téléphone et l'électricité (par exemple) est largement suscitée par la référence aux prix uniformes effectivement mis en oeuvre dans le cas du service postal[202].»

Cette contagion réglementaire est aujourd'hui un facteur décisif pour analyser le mouvement général d'ouverture des réseaux. Un exemple tiré de la pratique de la Commission européenne suffira à l'attester. En même temps que le projet de directive «concernant des règles communes pour le marché

[199] Titre I, art. Al.

[200] *Towards Trans-European Networks*, Com (90) 310 final (Bruxelles: Commission des communautés européennes, 19 juillet 1990).

201 CCE, *Pour entrer dans le XXlème siècle. Croissance, compétitivité, emploi,* Livre blanc de la Commission des communautés européennes, présenté par Jacques Delors (Paris Ramsay, 1994). On peut aussi songer aux projets d'autoroutes électroniques, très en vogue aux Etats-Unis comme en Europe.

[202] Ronald H. Coase, «Rowland Hill and the Penny Post», *Economica* 423-35 (November 1939), p. 424. L'ironie de l'histoire veut que Hill ait en fait préconisé l'inverse de la péréquation, mais au contraire une tarification reflétant les coûts, en l'occurence un prix double pour la distribution postale à la campagne!

intérieur de l'électricité»[203], la Commission a diffusé un projet de directive «concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel». Au-delà des intitulés, la plupart des dispositions sont au mot près identiques dans les deux textes[204]. L'on voit ainsi que, si les objectifs réglementaires ont changé, le mécanisme de 'contagion' perdure.

Conséquences pour notre étude

Les réseaux partagent certaines caractéristiques économiques (existence de coûts fixes élevés et plus généralement de rendements croissants, importance des effets externes). Les services qu'ils fournissent comportent des dimensions d'intérêt économique général (qui justifient un certain degré de régulation publique). D'autres raisons, celles que nous venons de développer, contribuent à faire converger les considérations économiques et sociales qui président aux évolutions réglementaires en cours dans les différentes industries de réseau. C'est pourquoi notre étude s'enrichit de la comparaison avec d'autres industries de réseau : ces évolutions traduisent une même conception réglementaire et soulèvent les mêmes enjeux.

Pour autant le mécanisme de contagion décrit ci-dessus ne peut suffire à justifier les transferts de notions théoriques ou de pratiques réglementaires. Nous aurons dans la suite de notre étude l'occasion d'illustrer cette réserve méthodologique par rapport à la question de *Yunbundling* qui soulève dans le cas de l'électricité des difficultés spécifiques. Tant d'un point de vue conceptuel que d'un point de vue pratique, en effet, la séparation des coûts de production et des coûts de transport d'électricité comporte nécessairement une part d'arbitraire[205].

[203] Analysé *supra.*

[204] En particulier le projet de directive 'gaz' inclut des dispositions sur des règles et des prix non discriminatoires d'accès aux réseaux de transport (articles 11, 12) et sur la séparation comptable et organisationnelle des fonctions de prodution, transport, stockage et distribution (chapitre V).

205 Yoir le chapitre 5.

PARTIE B

LA TARIFICATION AU COÛT MARGINAL DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

INTRODUCTION

La suite de notre étude développe une approche normative de la définition de règles d'accès aux réseaux électriques. Elle s'articule en deux temps, traitant d'abord de la question de l'efficacité tarifaire des prix d'accès (partie B) pour s'étendre ensuite à des aspects plus généraux de la régulation des réseaux électriques ouverts : réglementation économique du secteur, prise en compte des effets indirects à long terme de l'ouverture des réseaux (partie C).

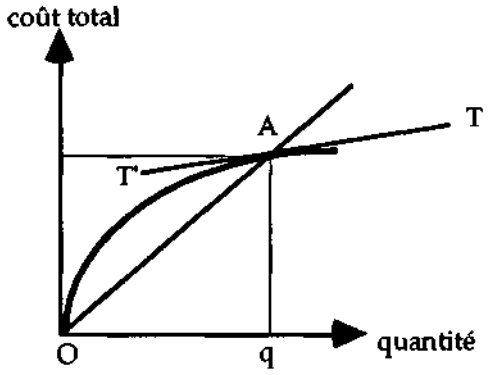
Difficultés particulières soulevées par l'analyse de l'accès aux réseaux

On démontre dans le cadre du modèle de base de la théorie microéconomique que la réglementation efficace d'un monopole naturel consiste à l'astreindre à produire au niveau de production optimal (déterminé par ailleurs), à minimiser ses coûts, et à vendre sa production au coût marginal. Ce faisant, il reproduit les conditions socialement optimales d'équilibre de l'offre et de la demande obtenues spontanément dans les marchés concurrentiels qui forment le reste de l'économie. Cette règle due à Maurice Allais constitue une référence théorique incontournable, même si l'on s'en écarte systématiquement en pratique.

Cependant elle repose sur des hypothèses fortes. Elle suppose que le *coût d'opportunité des fonds publics est nul* et qu'il n'y pas d'obstacle aux transferts financiers vers le secteur non différencié (i.e. l'ensemble des monopoles naturels), ce qui est la condition nécessaire pour que la puissance publique puisse compenser le déficit résultant de la vente au coût marginal (voir figure B.I.). Elle néglige le *pouvoir de marché* dont le monopole peut disposer sur des marchés connexes. Elle postule que le régulateur dispose d'une *information parfaite* sur les coûts du monopole. Elle ignore enfin les *effets externes,* les différentes formes de *non-convexités* et les *coûts de transaction* qui limitent l'efficacité pratique des prix théoriquement optimaux.

Ces hypothèses justifiées dans un modèle théorique général sont particulièrement malmenées dans l'étude de la question de l'accès à un réseau possédant un caractère *d'essential facility* —c'est-à-dire un monopole

qui vend un service nécessaire pour participer à un marché 'aval' concurrentiel où ce monopole est également présent (comme concurrent).



Les rendements croissants sont traduits par la concavité de la fonction de coût. En tout q, le coût marginal, pente de la tangente (T'AT), est inférieur au coût moyen, pente de la droite (OA). La vente au coût marginal entraîne donc nécessairement un déficit budgétaire pour le monopole.

Figure B.1. Le déficit du monopole naturel astreint à vendre au coût marginal

Pour le service de transport d'électricité, d'autres difficultés s'ajoutent qui ressortent de nos analyses précédentes : le service fourni par le réseau ne se réduit pas à un service de mise en relation d'un producteur et d'un consommateur, mais il inclut nécessairement une qualité d'alimentation et presqu'obligatoirement une sécurité d'alimentation des consommateurs ; une part de l'énergie produite par les producteurs (segment concurrentiel) est consommée comme bien intermédiaire pour la fourniture du service de réseau (segment monopolistique) ; le profil temporel des consommations individuelles est un paramètre décisif (on ne distingue pas seulement entre petits et gros consommateurs, mais au sein des gros consommateurs selon la régularité de leur consommation notamment au cours de l'année). Ces facteurs peuvent exister à des degrés divers dans d'autres secteurs mais représentent ici un phénomène économique de premier ordre.

Questions ouvertes d'efficacité tarifaire

Si nombre des questions que nous venons d'évoquer sont du domaine de la réglementation des compagnies d'interconnexion, certaines concernent plus spécifiquement l'efficacité des prix d'accès (existence d'effets externes,

poids des coûts de transaction, existence et nature des non-convexités). Cette deuxième partie leur est consacrée.

Dans le chapitre 3, nous présentons les fondements et les propriétés générales de la 'théorie des prix *spot'* qui propose une définition *a priori* raisonnable du coût marginal de transport d'électricité et qui fournit un cadre d'exposition commode pour nos analyses. Dans ce cadre, nous discutons la nature des interactions technico-économiques dont le réseau électrique est le siège. Plus largement nous nous interrogeons sur la possibilité de décentraliser les décisions d'exploitation d'un système électrique.

Dans le chapitre 4, nous étudions les effets des non-convexités dans les fonctions de coût de réseau sur l'efficacité tarifaire des coûts marginaux de court terme. Nous concluons cette partie par la comparaison des propriétés économiques d'une tarification uniforme et d'une tarification *spot.*

CHAPITRE 3

LA THÉORIE DE LA VENTE AUX PRIX *SPOT* ET SON EXTENSION À LA TARIFICATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

La 'théorie' des prix *spot* applique à la fourniture d'électricité le principe de la vente au coût marginal. Elle se différencie cependant des approches traditionnelles fondées sur le coût marginal de long terme de production[1], en considérant le *coût marginal local instantané de fourniture.* Développée pour l'essentiel par une équipe du *Massachussets Institute of Technology*[2], elle s'inspire des travaux pionniers de Vickrey[3]. Elle s'inscrit selon ses auteurs dans le cadre plus général de la régulation 'homéostatique' des systèmes électriques[4], dont le principe est la décentralisation de l'optimisation technico-économique de l'exploitation des systèmes électriques[5].

La théorie *spot* a fait l'objet de nombreux développements[6], commentaires et analyses critiques[7] que nous ne reprendrons pas ici. Comme

Pierre Bernard, «Principes économiques, théoriques et appliqués, de la tarification des services publics», in *Le financement des équipements publics de demain* (Paris: Economica, 1986). Marcel Boiteux, «La vente au coût marginal», 47 *Bulletin de l'association suisse des électriciens* (n° 24, 1956).

L'ouvrage de référence sur les prix spot est : Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors and Roger E. Bonn, *Spot Pricing of Electricity* (Nonvell, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 1988). Ci-après : *Spot Pricing of Electricity.* La raison du succès actuel des prix *spot* auprès des économistes universitaires et au sein d'instances de réglementation du secteur électrique à travers le monde provient sans doute essentiellement de ce qu'elle adjoint une superstructure économique au socle traditionnel de l'organisation de cette industrie : la planification et l'exploitation centralisée des systèmes électriques. Elle fournit donc aux premiers le moyen de faire de l'économie appliquée prenant en compte certaines spécificités exotiques de l'activité en question, et elle place les seconds dans la situation confortable d'avoir peu d'efforts à faire pour obtenir la caution des mânes de Léon Walras. Nous tentons de démonter dans les pages qui suivent les ressorts de cette coïncidence quasi-miraculeuse.

W. Vickrey, «Responsive Pricing of Public Utility Services», 2 *Bell Journal of Economie and Management Science* 337-46 (n°l, Spring 1971).

Fred C. Schweppe, Richard D. Tabors, James L. Kirtley, Jr, Hugh R. Outhred, Frederick H. Pickel and Alan J. Cox, «Homeostatic Utility Control», 99 *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1151-63 (n°3, May-June 1980).

Voir en particulier p. 1153. Cependant les développements de la théorie jusqu'à présent ont supposé le maintien d'un *dispatching* centralisé.

Dans le milieu académique, on peut citer notamment les travaux originaux d'Ignacio J. Pérez-Ariaga (Universidad Pontificia Comillas de Madrid). Voir par exemple Michel Rivier & Ignacio J. Pérez-Ariaga, «Computation and decomposition of spot prices for transmission

nous l'avons déjà précisé, nous nous référerons à la théorie *spot* car elle propose une définition du coût marginal de court terme de transport et fournit un cadre d'exposition commode.

3.1. Des prix *spot* au coût marginal de transport

3.1.1. Définition et calcul des prix spot

Conceptuellement le prix *spot* ne recèle guère de mystère. Il est défini en chaque noeud du réseau et pour chaque période (par exemple horaire) comme la dérivée par rapport à la demande instantanée en ce noeud du coût économique de satisfaction de la demande globale du système constatée et anticipée[8] : c'est un coût marginal local et instantané. Guidée par ce signal tarifaire, la consommation s'établira (en principe) en chaque noeud et pour chaque période à un niveau socialement optimal.

La périodicité d'actualisation des prix peut être plus ou moins élevée qu'une périodicité horaire, mais elle doit représenter un arbitrage admissible entre la dynamique des phénomènes technico-économiques (les conditions de la demande et plus encore de l'offre changent presqu'instantanément) et la pertinence du signal économique[9].

Le calcul des prix *spot* prend en compte le *dispatching* économique des moyens de production qui garantit que ceux-ci seront employés de façon raisonnablement efficace (du moins à court terme), ainsi que les effets des aléas futurs (à travers l'espérance du coût futur de fourniture) et de différents facteurs spécifiques aux réseaux électriques : les lois de Kirchhoff (sous une

services», Actes de la *llth Power Systems Computer Conference* (Avignon, France, 1993, p. 371-8). Dans les instances de réglementation, la référence aux prix *spot* est explicite dans les réformes anglo-galloise, néo-zélandaise et australienne, par exemple.

Voir les discussions longues et inhabituellement vives des papiers de l'équipe du MIT dans les *Transactions* de l'IEEE (habituées à des échanges feutrés). On se reportera notamment à : F.C. Schweppe *et alii*, 1980, *op. cit.* ; M.C. Caramanis, N. Roukos & F.C. Schweppe, «Wrates: A Tool for Evaluating the Marginal Cost of Wheeling», 4 *IEEE Transactions on Power Systems* 594-605 (n° 2, May 1989). Ces discussions portent essentiellement sur le caractère irréaliste et inapplicable des concepts de la théorie *spot* ; elles restent toutefois de nature très générale.

«Today and in the future» *(Spot Pricing of Electricity*, p. 32). Par coût économique, on entend le coût résultant de la meilleure utilisation des facteurs de production.

On peut admettre par exemple que passer d'une périodicité horaire à une périodicité de l'ordre de la minute coûte davantage en termes de gestion du système des prix que cela ne rapporte en termes d'efficacité du signal tarifaire.

forme plus ou moins approchée[10]), le coût des pertes électriques, le surcoût lié à la saturation de lignes du réseau (coût de *redispatching).*

Dispatching économique

Le coût de fourniture de la demande marginale en chaque noeud doit être économique, c'est-à-dire minimal compte tenu des ressources disponibles. Le prix *spot* s'interprète alors formellement comme la dérivée du coût total de fourniture par rapport à la demande *spot,* dérivée prise le long du dispatch optimal. Les prix *spot* tirent l'essentiel de leurs bonnes propriétés économiques de cette règle. En effet, l'efficacité allocative des prix *spot* est ainsi déterminée par deux facteurs exogènes : d'une part la performance du *dispatching* économique, qui est variable[11] mais généralement considérée comme satisfaisante ; d'autre part la réponse des consommateurs au signal tarifaire théoriquement efficace ainsi constitué.

Cette règle permet d'esquiver la question des propriétés décentralisatrices des prix *spot.* C'est pourquoi le passage à une notion de *marché* spot marque une rupture profonde dans la théorie *spot.* La question de savoir si les prix *spot* induisent les bonnes décisions décentralisées de production et de consommation est ouverte (voir à ce sujet notre discussion en 3.2.).

Aléas

Dans la définition du coût de fourniture de la demande dans le futur, on peut représenter des aléas sous forme de loi probabiliste. Les modèles informatiques de simulation, développés par les compagnies électriques comme aide à l'exploitation de leurs systèmes, intègrent une telle représentation. Ainsi dans le cas général le prix *spot* pour la période (l'heure)

[10] La précision avec laquelle les prix spot reflètent l'état économique instantané d'un système électrique dépend de la précision de la modélisation des phénomènes électrotechniques (modélisation qui est nécessaire à leur calcul). Il n'est donc pas surprenant que certains auteurs surenchérissent sur les pères de la théorie en matière de finesse des modèles ; ils concluent presque tautologiquement que les prix spot sont plus efficaces (parce qu'ils reflètent mieux les conditions d'exploitation) si les modèles sont plus fins, ce qui les dispense de porter leur attention sur les présupposés soutenant la notion même de prix spot. Voir William W. Hogan, «Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices», 14 *Energy journal* 171-200 (n°3, 1993).

[11] Notamment en fonction de l'horizon temporel d'optimisation pris en compte par le dispatching.

t tiendra-t-il compte de la réalisation des aléas aux périodes *s<t* et de la réalisation espérée des aléas aux périodes *s>t*[u].

Mais la caractéristique première des prix *spot* en matière d'aléas est plutôt, à l'inverse, qu'il s'agit de prix constatés. Précisons le sens que nous donnons à cet adjectif. En toute rigueur, un prix est nécessairement constaté puisqu'il ne peut être calculé qu'en fonction des informations disponibles à l'instant du calcul (même si ces informations concernent les conditions futures d'offre ou de demande). Le choix d'une courte périodicité d'actualisation (périodicité horaire) permet en effet de négliger, en termes de coûts[13] les conséquences d'un aléa jusqu'à la réactualisation du prix. C'est pour faire référence à cette propriété que l'on parlera de prix constatés. Ce n'est pas le cas pour des tarifs usuels réactualisés, par exemple, à une fréquence annuelle. Cette propriété des prix *spot* est la traduction en pratique de la loi selon laquelle «les prévisions sont toujours fausses»[14]. On connaît par ailleurs les vertus des prix 'contingents', qui permettent de signaler à certains consommateurs les situations extrêmes d'exploitation pour qu'ils y adaptent leur comportement[15].

Naturellement l'efficacité des prix constatés a une limite. D'une part, les consommateurs font des choix d'équipement à long terme qui supposent qu'ils anticipent le prix futur de l'électricité. D'autre part, les demandes d'un consommateur donné au cours de périodes successives sont fortement interdépendantes, à court comme à long terme, de sorte que les différentes demandes pour la période *t* ne dépendent pas seulement du prix *spot* pour la période *t* mais des anticipations permanentes des différents consommateurs sur les prix *spot* à tous les instants. C'est d'ailleurs ce que reconnaissent

' *Spot Pricing of Electricity,* p. 147-8. Voir M.L. Baughman & *W.W. Lee,* «A Monte-Carlo Simulation Model for Calculating Spot Market Prices for Electricity», 7 *IEEE Transactions on Power Systems* 584-90 (n°2, 1992).

J Mais évidemment pas en termes techniques. Là, l'équilibre de l'offre et de la demande à très court terme reste crucial.

1 *Spot Pricing of Electricity,* p. 298.

' Voir le tarif 'Effacement Jour de Pointe' en pratique à EdF, décrit par exemple dans Michel Francony, Bruno Lescoeur et Philippe Penz, «Tarification au coût marginal : la révision des tarifs de l'électricité en France et la prise en compte de l'évolution du système offre-demande de l'électricité», communication à la *13ème conférence internationale de* /'Institute of Public Utilities (Williamsburg, VA, 14-16 décembre 1981), repris in EdF (Etudes économiques générales), *Les principes de tarification d'Electricité de France* (Paris: EdF, 1987), p. 211-61.

explicitement certains auteurs adeptes de la construction de Schweppe[16]. La question primordiale d'un point de vue pratique est alors de savoir lequel des deux modèles est le plus performant, soit : l'anticipation centralisée des demandes futures par la compagnie offrant des prix stables à moyen-long terme, éventuellement complétée par une gestion tarifaire de la demande ; ou bien : l'anticipation décentralisée des demandes futures par la compagnie et des prix *spot* par les consommateurs (avec un effet régularisateur dû à l'élasticité-prix des demandes *spot)**[7].

Notons enfin que l'on peut substituer à ces prix *spot* constatés des prix *spot* anticipés en conservant leurs autres propriétés (variations -déterministes- dans le temps, variations dans l'espace). Une telle modification a pour effet principal de réallouer les risques (liés à la méconnaissance du futur) entre les différents agents économiques. Nous revenons sur cette question plus loin (voir *infra* 4.5.).

Coûts liés à la nature des réseaux électriques

Dans le dispatching économique visant à établir au moindre coût l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à chaque instant, les phénomènes (les coûts) induits par le réseau sont pris en compte : lois de Kirchhoff, pertes énergétiques le long des lignes électriques, contraintes de capacité de ces lignes[18]. Le prix *spot* en chaque noeud et pour chaque période, tel qu'il est défini plus haut, intègre ces coûts ; la variation du coût total induite par une variation élémentaire de la demande en un noeud prend en compte la redistribution des flux, la variation des pertes (qui peut être négative) et la variation du coût éventuel de redispatching (qui mesure la dégradation du dispatching économique pour tenir compte de la saturation d'une ligne).

[16] J.R. McDonald, P.A. Whiting and K.L. Lo, «Spot pricing: evaluation, simulation and modelling of dynamic tariff structures», 16 *Electrical Power & Energy Systems* 23-35 (n°l, 1994).

[17] *Spot Pricing of Electricity*, p. 106-7.

18 Ce qui ne veut pas dire que le coût global de production-transport est minimisé. Ainsi, le dispatching ne cherchera généralement pas à minimiser le volume des pertes, mais seulement à *compenser* au moindre coût les pertes considérées comme fatales.

3.1.2. Prix spot *et transport d'électricité*

Si la théorie *spot* nous intéresse ici, c'est parce qu'on en dérive la seule définition formalisée du coût marginal de transport d'électricité : «le prix *spot* de transport est l'impact marginal du transport sur les coûts de la compagnie transporteuse»[19], c'est-à-dire mathématiquement la dérivée par rapport à la demande de transport du coût total de la compagnie transporteuse (aujourd'hui et dans le futur).

Le transport d'électricité dans un système régi par les prix spot

Cependant, dans un système soumis à un dispatching d'ensemble (ce que supposent les prix *spot),* quel est le sens d'un service de transport ? Le producteur à l'origine de ce transport ne peut être soumis à l'autorité du dispatching, sinon il n'a aucune marge commerciale pour vendre de l'énergie à des tiers. En d'autres termes : y a-t-il de la place pour un service de transport dans un système électrique régi par des prix *spot* ?

Au sens strict la réponse est négative. En effet les modalités de satisfaction d'une demande supplémentaire à la marge de l'optimum dépendent de l'état global du système : comme nous avons eu l'occasion de le développer plus haut, la logique de l'interconnexion (incorporée dans les prix *spot)* ne permet pas d'associer un producteur à un consommateur particulier. Naturellement on peut associer à cette demande supplémentaire une production supplémentaire du groupe marginal (c'est-à-dire le groupe permettant d'accroître la production du système au moindre coût), ce qui définit de fait un service de transport entre les deux, mais cette association[20] ne peut être qu'arbitrairement étendue à la totalité de la demande au noeud considéré.

Le conseil australien de régulation du secteur électrique observe d'ailleurs, dans un document qui envisage l'ouverture du réseau national d'interconnexion :

> «En considérant que le dispatching économique détermine les flux sur les lignes de transport, il peut ne pas être nécessaire d'allouer explicitement des droits de transport *[transmission capacity rights]*»^

[19] *ibid.,* p. 232.

20 Ou toute autre.

[21] NGMC, *Transition to a National Electricity Market* (Sydney, Australie : National Grid Management Council, juillet 1993, 34 p.), p. 9.

Mais une compagnie ayant mis en oeuvre un système de prix *spot* n'est pas par ce fait même exemptée des évolutions réglementaires décrites plus haut. On doit donc prendre en compte, d'une part les échanges entre compagnies au sein des ensembles interconnectés, d'autre part l'accroissement du nombre des producteurs indépendants, voire des consommateurs indépendants[22]. Dans ce contexte, en effet, une compagnie régie par un système de prix *spot* peut être appelée à fournir un service de transport (voir figure 3.1.1.).

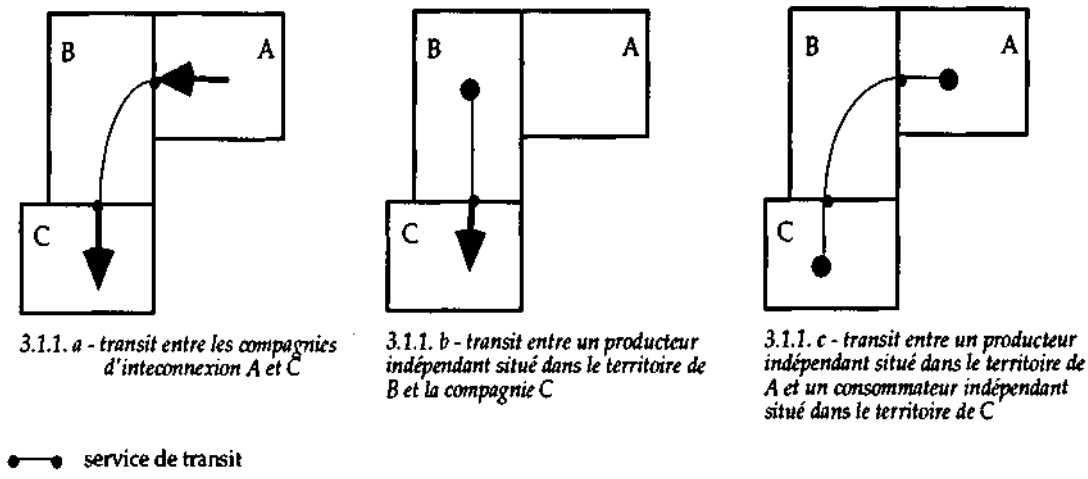


Figure 3.1.1. Quelques exemples de service de transit

3.1.1. a - transit entre les compagnies d'inteamnexion AetC

3.1.1. b - transit entre un producteur indépendant situé dans le territoire de B et la compagnie C

3.1.1. c - transit entre un producteur indépendant situé dans le territoire de A et un consommateur indépendant situé dans le territoire de C

• — • service de transit

Figure 3.1.1. Quelques exemples de service de transit

Définition technique du service de transport

Lorsque ceci se produit, on définit dans la logique de la théorie *spot* le service de transport pour chaque période comme l'injection d'une puissance donnée en un ou plusieurs noeuds émetteurs du réseau et le soutirage de *la même puissance* (dans la même période) en un ou plusieurs noeuds récepteurs. C'est par rapport à cette quantité, toujours comptée positivement, que l'on dérive le coût total de la compagnie transporteuse. La théorie montre alors que le coût marginal de transport du noeud A au noeud B est

- Voir le régime d'autorisations administratives décrit dans le rapport Mandil (décrit *supra).* Un tel régime est évidemment en opposition avec la logique de l'interconnexion et par conséquent (dans un contexte technologique donné) inefficace par rapport à un dispatching économique d'ensemble. Symétriquement un contrat entre un producteur et un consommateur indépendants n'appartenant pas à une même zone de dispatching peut être efficace si ce contrat renforce la coordination entre les deux entités.

(PB - PA)/ OÙ PA, PB sont les prix *spot* aux noeuds[23]. On peut obtenir un coût marginal négatif, par exemple lorsque l'accroissement du service de transport contribue à réduire les pertes (ou le coût de *redispatching)* sur le réseau de la compagnie transporteuse.

Dans le cas où le transport accroît les coûts de la compagnie transporteuse, il faut remarquer que cette définition du transport présuppose que c'est la compagnie transporteuse qui compense les pertes supplémentaires induites par le transport, alors que le producteur-émetteur pourrait dans certains cas être en mesure de le faire pour un coût moindre[24]. D'autres définitions du service de transport privilégient cette seconde possibilité[25]. Aucune ne prévoit un arbitrage économique entre les deux.

3.1.3. Interactions économiques résultant de la seconde loi de Kirchhoff

Nous devons nous intéresser à la relation économique entre clients de transport et clients finals de la compagnie transporteuse. On trouve en effet fréquemment dans la littérature l'idée que les réseaux électriques sont le siège d'externalités importantes[26]. Tout un raisonnement, explicite ou implicite, découle de ce constat. On considère en effet que les externalités sont source ce qu'en termes savants on appelle des 'inefficacités dans l'allocation des ressources rares'.

En d'autres termes, en présence d'externalités, les agents ne prennent pas en compte certaines conséquences économiques de leurs décisions s'ils fondent celles-ci uniquement sur les prix. La propriété essentielle des prix, qui est de décentraliser les décisions économiques, est remise en cause. Pour prévenir ces inefficacités, il convient de coordonner de façon autoritaire les différents utilisateurs du réseau, ce que le dispatching réalise naturellement.

' *Spot Pricing of Electricity,* p. 233. Ce résultat n'est obtenu que lorsqu'on ignore la contrainte d'équilibre budgétaire (qui impose de s'écarter des coûts marginaux).

* Un problème supplémentaire est soulevé si la compagnie de transport est 'séparée' (non productrice) ; en effet, ses modalités de rachat d'énergie ou, marginalement, de production peuvent alors faire l'objet d'un contrôle réglementaire sévère.

' K.L. Lo & S.P. Zhu, «A Theory for Pricing Wheeled Power», article soumis à /££ *Proceedings-C: Generation, Transmission and Distribution,* (novembre 1992).

' «Un système de transmission de courant électrique alternatif composé de nombreux sous-systèmes indépendants est le lieu d'externalités économiques généralisées *[rampant]»* (Charles G. Stalon, «Current Issues in Transmission Access and Pricing in the US Electric Industry», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990), p. 9).

Ainsi devenues une relation interne de production (on dira qu'elles sont internalisées), les 'externalités de Kirchhoff peuvent être gérées économiquement par une instance centrale de décision (le dispatching). La théorie des prix *spot* remet apparemment en cause cette vision du réseau : lers prix *spot* ne constituent-ils pas un mécanisme décentralisé de "marchandisation des externalités" de Kirchhoff ? Cette propriété *a priori* intéressante mérite analyse.

La notion économique d'effet externe

La notion d'effet externe, ou d'externalité, est l'une des plus fuyantes du vocabulaire économique[27]. La définition retenue par Jean-Jacques Laffont suffira cependant amplement à notre propos : on appellera ainsi effet externe

> «tout effet indirect d'une activité de production ou d'une activité de consommation sur une fonction d'utilité, un ensemble de consommation ou un ensemble de production. Par indirect il faut entendre d'une part que l'effet est créé par un autre agent économique que celui qui est affecté, et d'autre part que l'effet n'agit pas par l'intermédiaire du système de prix»[28].

Comme le remarque Laffont,

> «cette définition montre que la notion même d'effet externe est contingente à la définition des agents économiques et à l'existence des marchés qui fonctionnent entre ces agents.»[29]

Ainsi la pollution d'une entreprise par une autre peut être internalisée si les deux entreprises fusionnent, ou marchandisée si un marché des droits de pollution est créé.

R. Coase a analysé en détail la relation entre l'existence d'effets néfastes *(harmful effects)* et la délimitation des droits légaux (au sens large : droit de propriété, de pollution, d'utilisation du réseau hertzien...)[30]. Toutefois Coase ne soutient pas, comme le suggèrent Baumol et Oates dans leur ouvrage, que les effets externes proviennent de droits de propriété incomplètement

[27] «extraordinarily elusive» selon William J. Baumol & Wallace E. Oates, *The theory of environmental policy* (2nd edition, Cambridge: Cambridge University Press, 1988), p. 14.

[28] Jean-Jacques Laffont, *Cours de théorie microéconomique, Vol. 1 - Fondements de l'économie publique* (2ème éd., Paris : Economica, 1988), p. 13.

[29] *ibid.*

[30] Plus généralement tout facteur de production doit être selon Coase décrit comme un droit. Voir Ronald H. Coase, «The Problem of Social Cost», *journal of Law & Economics* 1-44 (n° 3, October 1960), reprinted in Ronald H. Coase, *The Firm, the Market and the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 95-156). Ci après : Problem of Social Cost.

définis[31]. Selon Coase, la clé du phénomène est à chercher dans l'existence de coûts de transaction.

Dans un monde sans coûts de transaction, les effets néfastes sont nécessairement pris en compte par les agents et marchandises, ce qui suppose qu'il existe une allocation initiale des droits légaux. Coase montre que, quelle que soit cette allocation initiale, l'on aboutit par le seul jeu de contrats bilatéraux de marchandisation à une situation efficace, c'est-à-dire telle que «la valeur de la production» est maximale[32].

Dans le cadre de cette «hypothèse très irréaliste»[33], une inefficacité ne peut perdurer que lorsque les droits[34] sont incomplètement définis, rendant le transfert impossible (lorsque personne ne possède initialement le droit litigieux). L'action juridique aura précisément pour objet de déterminer la délimitation initiale des droits, que les agents pourront ensuite recomposer. C'est cette interprétation qui est retenue par Baumol et Oates. Mais selon Coase, la principale source d'inefficacité réside en réalité dans l'existence de coûts de transaction[35]. En présence de coûts de transaction, la délimitation originelle des droits légaux, et l'intervention de l'Etat régulateur, influent sur la valeur de la production réalisée[36].

La question qui nous occupe ici (la prise en compte des interactions de Kirchhoff dans les prix *spot)* offre une illustration directe de l'analyse coasienne. Au niveau 'théorique'[37], lorsque l'on néglige d'une part les coûts de calcul et de publication des prix *spot* par la compagnie de réseau et d'autre part les coûts d'acquisition et de traitement de ces prix par les clients du réseau (compagnies tierces, producteurs indépendants et consommateurs), le système de prix *spot* traduit efficacement en termes tarifaires l'interaction économique produite par la seconde loi de Kirchhoff. L'externalité qui en

[1] W. J. Baumol & W. E. Oates, *op. cit.*, p. 26 & n. «The source of an externality is typically to be found in the absence of fully-defined property rights.»

* La marchandisation a pour effet concret de transférer le droit litigieux à l'agent économique qui attribue la plus grande valeur économique à la jouissance de ce droit.

[5] Coase, *op. cit.*, p. 114. (Il s'agit de l'hypothèse relative à l'absence de coûts de transaction.)

[1] Au sens large : droits de propriété, droits à polluer, droits à utiliser une fréquence radio…

' Coase réitère cette proposition dans un essai récent. Voir R. Coase, «The Firm, the Market and the Law», in *The Firm, the Market & the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 1-31), p. 23 sq. Ci-après : Firm, Market, Law.

[5] Car chaque transfert de droits (contribuant par ailleurs à accroître la valeur de la production) comporte un coût

[7] L'adjectif 'théorique' renvoit ici à la 'blackboard economics' dénoncée par Coase.

résultait est marchandisée, et la source d'inefficacité est tarie. Et les droits de propriété sont en l'occurence parfaitement définis.

Ce n'est toutefois pas ce que l'on observe dans la réalité des échanges entre compagnies. Là les contrats de transport ne sont pas fondés sur de quelconques coûts de transport mais sur le partage des bénéfices issus de l'échange. Les effets économiques des interactions de réseau sont alors ignorés. Tout semble bien se passer comme s'il était trop coûteux de prendre en compte les effets économiques de la seconde loi de KirchhofP[8].

Une notion plus restrictive d'extemalité

William Baumol & Wallace Oates proposent un critère d'identification de la présence d'externalités :

> «On a souvent dit que les externalités engendrent des distortions dans l'utilisation des ressources parce qu'elles correspondent à des situations dans lesquelles la collectivité renonce à faire payer un prix (positif ou négatif) pour un bien (ou un mal). Nous voyons (...) que la question est quelque peu plus complexe. Le vrai problème est qu'aucun prix normal ne convient *[no normal price can do the job]*. Le problème ici est que l'efficacité économique dicte une tarification asymétrique : un prix non nul pour le 'fournisseur' de l'externalité (...) et un prix nul pour la consommation de l'externalité.»[39]

C'est-à-dire qu'en définitive, une externalité est une interaction économique qui ne peut être traduite par un prix mais requiert une taxe, décrite par les deux auteurs comme un prix 'asymétrique' pour exprimer l'idée que l'agent qui subit l'externalité n'est pas celui qui reçoit le produit de la taxe.

Qualifier d'effets externes les interactions entre utilisateurs d'un réseau d'interconnexion soulève dès lors un double problème. D'une part il faut déterminer qui impose l'externalité et qui la subit. Ce premier problème peut

[38] Voir aussi le point 3.1.4. *infra*. En fait les coûts d'écriture et de gestion des contrats ne sont pas les seuls facteurs en cause ici. La simplicité des arrangements contractuels relatifs aux services de transit (par comparaison avec la lourdeur des études qu'entraînerait une analyse rigoureuse des coûts) renvoit à des accords plus larges au sein du 'club' des compagnies d'interconnexion. Les considérations de coûts de transaction interviennent sans doute à un niveau plus profond dans ces accords : il aurait été trop coûteux de contractualiser l'ensemble des relations entre co-exploitants d'un ensemble interconnecté, pour de faibles espoirs de gains individuels —du moins dans l'organisation traditionnelle du secteur. Nous reviendrons sur cette question dans le chapitre 6.

[39] W. J. Baumol & W. E. Oates, *op. cit.*, p. 29.

être contourné en invoquant un cas d'effets externes réciproques[40] : chacun impose et subit à la fois. Mais d'autre part, les prix *spot* ont l'apparence de prix 'normaux' rémunérant le service fourni par le réseau à ses clients, et qui pourtant intègrent les effets de la seconde loi de Kirchhoff : ils reflètent bien les coûts ou les gains que s'imposent ou se procurent mutuellement les utilisateurs du réseau à la marge de l'optimum. On retrouve ici le constat de William Hogan :

> «Le prix *spot* résume la totalité de l'information relative aux interactions dans le réseau.»[41]

Si l'on s'en tient donc au critère de W. Baumol & W. Oates *(no normal price can do the job),* les interactions économiques entre utilisateurs d'un réseau s'apparentent moins à des effets externes (il y a les prix *spot)* qu'à une forme banale de partage d'une ressource commune. L'effet de la 'demande de réseau' sur les prix *spot* payés aux différents noeuds n'est donc pas une externalité, même pécuniaire, mais seulement

> «le mécanisme concurrentiel normal de réallocation des ressources en réponse à un changement des conditions d'offre ou de demande.»[4^]

La clé de l'analyse consiste ici à rechercher 'qui est titulaire de quel droit sur quoi ?' *(«Who has the legal right to do what* ?»[43]) Si l'on considère qu'un client du réseau est dans le même temps propriétaire du droit d'accès au réseau (ou, de façon atténuée, prioritaire dans l'accès au réseau), il est alors justifié de considérer que les autres clients du réseau (producteurs, consommateurs, compagnies tierces) exercent sur lui un effet externe (qui peut être positif ou négatif) : ils altèrent les conditions d'exercice de son droit d'accès au réseau. Les prix *spot* marchandisent cet effet externe et font disparaître les inefficacités qui lui sont associées ; mais ce faisant ils abolissent les droits spécifiques du propriétaire-client. Notons que nous avons déjà rencontré de tels régimes de priorité d'accès dans la réalité. Ainsi le principe édicté par la *Federal energy regulatory commission* américaine selon lequel la

' Comme dans le canonique exemple de Meade de la ruche et du verger : les abeilles fécondent les fleurs qui leur permettent de produire le miel. Voir James E. Meade, «External Economies & Diseconomies in a Competitive Situation», 62 *Economie Journal* 54-67 (mars 1952).

1 William W. Hogan, «Contract Networks for Electric Power Transmission» (Harvard University, J.F. Kennedy School of Government, Energy and Environmental Policy Center, réf. E 90-17, September 1990), p. 21.

- «the normal competitive mechanism for the reallocation of resources in response to changes in demand or factor supplies» (W. J. Baumol & W. E. Oates, *op. cit.,* p. 30).

[5] Coase, Problem of Social Cost, *op. cit.,* p. 114.

compagnie transporteuse doit s'assurer 'que ses consommateurs captifs ne sont pas affectés' *(are held harmless)* par la fourniture d'un service de transport. Il est immédiat de vérifier que cette règle engendre une externalité (donc une inefficacité) entre les consommateurs captifs et les autres consommateurs.

Si l'on distingue en revanche le titulaire du droit de propriété/ d'exploitation du réseau d'une part (la 'compagnie'), et l'ensemble des titulaires de droits d'accès au réseau d'autre part (les 'clients'), le réseau apparaît comme une ressource commune dont l'utilisation sera d'autant plus efficace que les prix d'accès se rapprocheront des coûts marginaux de court terme. On parlera moins naturellement dans ce cas d'externalités, que ce soit entre clients ou des clients envers la compagnie.

La puissance, au moins notionnelle, des prix *spot* apparaît clairement dans la définition d'un coût marginal de court terme de transport (qui est en réalité un coût de production-transport[44]). Elle résulte de deux propriétés : les prix *spot* ont une dynamique compatible avec celle du dispatching économique ; ils prennent en compte les contraintes produites par le réseau électrique (deuxième loi de Kirchhoff, pertes électriques, saturation des lignes).

3.1.4. Le service de transport 'zone-à-zone'

Cependant, la valorisation d'un service de transport de zone à zone[45] soulève, comme nous allons maintenant le voir, des difficultés qui constituent une limitation importante du domaine de validité des prix *spot*, puisqu'elle s'applique en particulier à la forme de service de transport la plus développée : le transport inter-compagnies (voir figure 3.1.2.).

[1] «Il n'est pas possible de distinguer [dans un prix *spot]* le coût de production du coût de transport, ni même du coût des pertes ou du coût induit par les limites de capacité du réseau (...) car tout prix *spot* contient des informations su la production, les pertes et les limites de capacité du réseau sous une forme inséparable (in *an inseparable meshed form)»,* selon Michel Rivier & Ignacio J. Perez-Arriaga, «Computation and Decomposition of Spot Prices for Transmission Pricing», *op. cit.*

' Service de transport comportant plusieurs noeuds de départ et/ou d'arrivée.

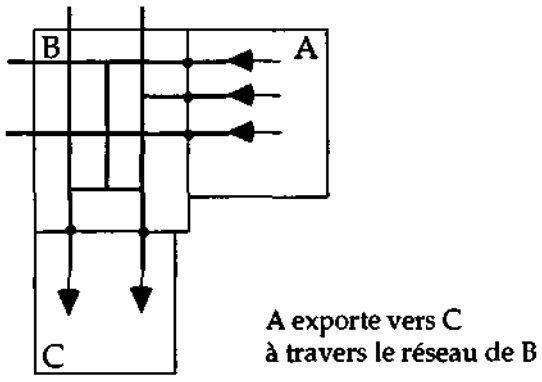


Figure 3.1.2. Un exemple de transport inter-compagnies

Figure 3.1.2. Un exemple de transport inter-compagnies

Efficacité locale et globale d'un service de transit

Lorsqu'un service de transport ne concerne qu'un seul noeud de départ et un seul noeud d'arrivée, la connaissance de ces deux noeuds et de la quantité globale d'énergie transportée le caractérise entièrement du point de vue de la compagnie transporteuse. Celle-ci peut modifier ses programmes de production[46] de façon localement optimale, et afficher un prix égal au coût à la marge de cette modification. On parle d'optimisation *locale* car la compagnie transporteuse prend seulement en considération ses propres ressources pour satisfaire la demande de transport. Le service pourrait pourtant, dans certains cas au moins, être fourni à moindre coût en utilisant efficacement les ressources globales de l'ensemble interconnecté, par exemple en procédant à des modifications des programmes de production de centrales situées hors de la zone contrôlée par la compagnie transporteuse. L'optimisation *globale* devrait prendre en considération la totalité des ressources de l'ensemble interconnecté pour satisfaire la demande au moindre coût.

Lorsque ce service met en jeu plusieurs noeuds émetteurs ou plusieurs noeuds récepteurs, il peut être réparti de diverses façons entre les différents noeuds de départ et/ou d'arrivée —en imposant dans chaque cas des coûts différents à la compagnie transporteuse[47]. En pratique cependant, la rémunération d'un service de transport ne peut être rapportée qu'à la

[46] i.e. les niveaux de production des différents groupes dont dispose la compagnie.

[47] La situation est encore plus complexe formellement si le flux de transit se partage entre plusieurs compagnies intermédiaires, mais cela ne modifie pas le fond de notre argumentation.

quantité totale d'énergie transportée, et non aux quantités partielles réparties sur les différents noeuds. En effet, dans un réseau interconnecté qui est le support (simultanément) de nombreux services de nature diverse (services de transport, services de fourniture, services auxilliaires), il est conceptuellement impossible (sauf dans des cas particuliers) de mesurer cette répartition. L'impossibilité est renforcée dans le cas d'un service de zone à zone, comportant plusieurs noeuds émetteurs *et* plusieurs noeuds récepteurs.

Donnons deux exemples de ce phénomène particulier aux réseaux électriques. Considérons d'abord les compagnies interconnectées de la figure 3.1.2. Chacune peut échanger avec toutes les autres. Ainsi A, qui exporte vers C, peut aussi exporter vers B et vers d'autres compagnies du même ensemble interconnecté. Il est impossible de déterminer quelle part de la puissance transitant par chaque ligne d'interconnexion A-B est destinée à C, à B ou à X. Le même constat vaut pour toutes les interconnexions. Les seules données connaissables sont les quantités globales exportées de A vers C, vers B, vers X..

Considérons encore, dans le cadre d'une plus grande ouverture des réseaux, un producteur indépendant qui possède trois groupes en trois noeuds différents, soient 1,2 et 3, et alimentant deux clients localisés en deux noeuds différents, soient 4 et 5 (voir figure 3.1.3).

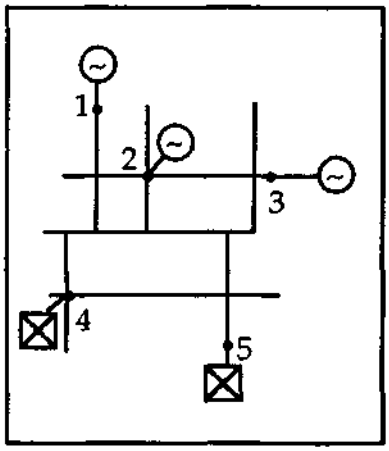


Figure 3.1.3. Producteur indépendant à localisations multiples et alimentant plusieurs clients

Figure 3.1.3. Producteur indépendant à localisations multiples et alimentant plusieurs clients

Il est impossible dans ce cas de déterminer la répartition aux noeuds émetteurs de l'énergie consommée en chacun des noeuds récepteurs. Les

seules données connaissables sont les quantités globales transportées de 1,2,3 vers 4, et de 1,2,3 vers 5.

Proposition théorique et difficulté pratique de définition du coût marginal de transport de zone à zone

La question se pose alors de définir conceptuellement et de calculer pratiquement le prix efficace qui doit être appliqué à la quantité globale de puissance transportée. L'intuition marginaliste, comme les développements plus formalisés[48], conduisent à préconiser pour ce prix *la somme des coûts marginaux de fourniture (prix* spot) *aux noeuds (émetteurs et/ou récepteurs) pondérée par la répartition* à la marge *du service de transport* entre ces différents noeuds (c'est-à-dire la répartition de la dernière unité de puissance transportée)[49].

Or cette répartition marginale, contrairement à la répartition globale de la puissance transportée, est conceptuellement définie[50]. Elle résulte de façon univoque[51] de l'ajustement optimal de l'exploitation de l'ensemble des compagnies interconnectées en réponse à un accroissement marginal de la demande de transport. De surcroît, elle semble pouvoir être aisément estimée en pratique, y compris dans le cas le plus complexe où le service de transport met en jeu plusieurs compagnies interconnectées, puisque celles-ci disposent d'outils décentralisés de coordination (appelés dispositifs de 'réglage fréquence-puissance', RFP) leur permettant d'optimiser leur exploitation interne en fonction de l'ensemble des échanges entre elles[52]. Ainsi, lorsque la demande de transport s'accroît marginalement, l'ensemble des flux dans le réseau s'ajuste conformément à l'optimum d'ensemble[53], ce qui induit une

' Voir en particulier Michael C. Caramanis, Roger E. Bohn and Fred C. Schweppe, «The Costs of Wheeling and Optimal Wheeling Rates», 1 *IEEE Transactions on Power Systems* 63-73 (n° 1, February 1986), équation 2.3. p. 64 ; et Michael C. Caramanis, Natasha Roukos and Fred C. Schweppe, «Wrates: A Tool for Evaluating the Marginal Cost of Wheeling», 4 *IEEE Transactions on Power Systems* 594-605 (n° 2, May 1989), notamment les équations 3.16 et 3.17 et la discussion générale de la section 3.3., p. 596-7.

' Comme dans le cas du transport noeud-à-noeud (voir 3.1.2.), le signe des coefficients de pondération est différent selon qu'il s'agit d'un noeud émetteur ou d'un noeud récepteur.

' Nous avons déjà relevé la manifestation d'une propriété analogue en 3.1.2.

1 Sauf conditions particulières d'exploitation.

- Voir Michael C. Caramanis *et alii*, 1986, *op. cit.*, p. 64.

i.e. tel que le coût global est toujours minimisé.

variation marginale du coût d'exploitation de la compagnie transporteuse précisément égale à la somme pondérée définie ci-dessus.

Reprenons nos deux exemples. Si, dans le premier, A et C décident d'accroître leur échange (de A vers C), A (resp. C) modifie ses programes d'exploitation de manière à minimiser son surcoût de production (resp. maximiser son économie de production), c'est-à-dire accroît (resp. diminue) d'autant la production de son groupe marginal. B minimise pareillement le surcoût d'exploitation occasionné (ou maximise l'économie résultante). Si, dans le second exemple, la consommation en 4 s'accroît marginalement, le producteur indépendant agit de même pour minimiser son surcoût de production. Dans les deux cas, les flux sur l'ensemble du réseau se réarrangent de façon optimale et univoque[54].

On remarque l'analogie avec la propriété signalée en 3.1.1 : nous avons vu alors que le système des prix *spot* était par définition compatible avec le dispatching économique et bénéficiait directement de ses bonnes propriétés économiques —du fait même qu'il en découlait ; nous voyons ici que ce mécanisme se généralise aux échanges entre compagnies ou entre compagnie transporteuse et fournisseur tiers.

Cependant les hypothèses sont dans le cas présent plus fortes. Il faut en effet supposer que l'ensemble de l'information nécessaire au calcul de l'ajustement (globalement optimisé) des flux est connu de la compagnie transporteuse[55]. Sinon celle-ci n'est pas en mesure de calculer le prix efficace[56] du service, car elle ne peut pas évaluer les coefficients optimaux de répartition[57]. Remarquons que les coefficients globaux de répartition ne lui sont d'aucune utilité, même dans les cas où elle est en mesure de les

[54] Sauf conditions particulières d'exploitation, par exemple si les trois groupes du producteur indépendant sont identiques et qu'il peut donc accroître indifféremment la production de l'un ou de l'autre, ce qui ajoute un degré d'indétermination. Nous ne discuterons pas ce cas en détail ici, d'autant que cette indétermination est bien perçue dans la littérature (voir M.C. Caramanis *et alii*, 1989, *op. cit.*, p. 597).

[55] Thierry Eve, *Optimisation décentralisée et coordonnée de la conduite de systèmes électriques interconnectés*, Thèse de doctorat (nouveau régime), Université de Paris VI, 1994.

[56] Pas même localement.

[57] C'est-à-dire les coefficients de pondération servant à calculer le prix efficace de transport (cf *supra).*

observer, car il n'y a pas de raison pour que ces coefficients globaux (constatés) coïncident avec les coefficients marginaux (qui doivent être calculés)[58].

Cela impose en particulier que les échanges d'information entre compagnies, ou plus généralement entre les agents économiques concernés, ne sont pas biaises ou, ce qui revient au même, que chacun considère que son intérêt particulier coïncide avec l'intérêt général du système. L'adoption généralisée d'un système de prix *spot* constituerait le symbole de cette organisation transparente. Une telle hypothèse est admissible dans l'organisation traditionnelle du secteur, mais devient hasardeuse dans un cadre plus ouvert où les agents peuvent ne pas considérer que leurs intérêts coïncident[59,60]. Ceci illustre une faiblesse essentielle de l'approche *spot* : elle néglige de prendre en compte les comportements stratégiques des agents économiques[61].

Comme nous l'avons vu, et conformément d'ailleurs à un principe très général, c'est l'existence d'asymétries d'information qui rend possible de tels comportements. La particularité étudiée ici tient au réseau. D'une part, en effet, l'opérateur de réseau peut ne jouer dans certains cas qu'un rôle d'intermédiaire dans l'activité de fourniture d'électricité. D'autre part, l'existence même du réseau donne naissance à des phénomènes technico-économiques qui échappent au modèle théoriques. Le pouvoir de marché du gestionnaire d'un sous-réseau au sein d'un ensemble interconnecté reste encore largement à formaliser.

Arbitrages entre gains d'efficacité et coûts des contrats

Dans l'impossibilité pratique de calculer ces coefficients optimaux de répartition, les parties contractantes sont placées devant une alternative : soit

' Notons *a contrario* que cette indétermination est sans effet sur l'ensemble des prix *spot* de la compagnie transporteuse, puisque le calcul de ces prix spot suppose fixés l'ensemble des transits.

* Par exemple les compagnies peuvent cesser de considérer que l'intérêt essentiel de chacune est que l'entente règne entre toutes.

' Cette limite de la tarification *spot* du transport d'électricité semble avoir échappé aux auteurs de *Spot Pricing of Electricity*, puisqu'ils affirment : «even if the explicit bus-to-bus equations cannot be applied, the basic principles to be discussed [for bus-to-bus wheeling] are valid» *(Spot Pricing of Electricity,* p. 233). On voit que ce n'est pas le cas. La portée de cette critique s'étend sans doute à nombre de généralisations suggérées dans l'ouvrage en question, mais qui nous concernent moins directement ici.

L Cette faiblesse clairement revendiquée dans l'ouvrage de référence tend à être occultée dans les publications ultérieures des économistes du MIT.

admettre une marge d'inefficacité dans T'allocation du réseau' en calculant le coût marginal de transport à l'aide d'une clé de répartition arbitrairement choisie mais en laissant les parties émettrice et réceptrice libres d'optimiser leurs décisions d'exploitation, soit faire supporter l'inefficacité par les parties émettrice et réceptrice en fixant contractuellement (et tout aussi arbitrairement) la répartition du flux entre les noeuds émetteurs (et idem pour les noeuds récepteurs)[62]. Le coût marginal du service de transport est alors égal à la somme des variations marginales sur les différentes lignes, pondérée par la clé fixe de répartition.

Dans la pratique, cette marge d'inefficacité est aujourd'hui largement tolérée dans les échanges entre compagnies ou entre zones de dispatching. Ceux-ci ne sont pas décomposés par lignes d'interconnexion, mais sont traités au niveau global des échanges entre zones. On en revient aux considérations de coût de transaction déjà mentionnées ; la suppression de l'inefficacité semble ici induire un coût indirect rédhibitoire.

Néanmoins, lorsqu'une ligne d'interconnexion approche de la saturation (ou du seuil de sécurité compatible avec des critères de sécurité d'exploitation donnés), cet équilibre est remis en cause : le coût de transport devient élevé et justifie des dispositions contractuelles *ad hoc* (comme l'interruption du service au cours de périodes critiques).

De plus cet arbitrage, qui semble justifié pour des flux de transport faibles par rapport aux volumes propres de la compagnie transporteuse, peut ne plus l'être pour des flux massifs. Le développement des échanges entre compagnies pourrait bien être la source d'inefficacités non négligeables, analogues aux 'inefficacités techniques' que l'on observe par exemple sur le réseau suisse[63].

- A condition que ces quantités soient observables.

* Celui-ci est en effet soumis à l'influence massive des flux électriques sur le réseau interconnecté européen, au point que cela interdit toute optimisation de l'exploitation : «La puissance de pointe sur le réseau est de 12 000 MW alors que la puissance de pointe en Suisse est de 7 000 MW [ce qui signifie, quoique peu rigoureusement, que les flux tiers contribuent à la pointe de la zone suisse pour 5 000 MW soit plus de 40%]. (...) Si en Italie ils modifient le couplage entre Milan et Turin, ça peut entraîner un bouleversement sur nos lignes. (...) Les modèles de recherche, de préparation, ça n'a pas d'intérêt» (entretien avec un représentant de l'Energie de l'ouest suisse, cité dans Madeleine Akrich, *Le système électrique en Suisse, ses régulations, ses performances* (Ecole nationale supérieure des mines de Paris, Centre de sociologie de l'innovation, juin 1989), p. 81).

3.2. Prix de rachat de la production décentralisée

Les prix *spot* procurent, du moins dans le principe, le fondement d'une tarification efficace du transport d'électricité. Qu'en est-il du service de rachat d'énergie aux producteurs indépendants qui est la forme alternative d'ouverture des marchés électriques à ces producteurs ? Ici encore les prix *spot* se révèlent être une notion très éclairante, à condition d'analyser leur fonction économique plus en détail, c'est-à-dire non plus seulement par rapport au service de transport appréhendé globalement mais par rapport au producteur et au consommateur auxquels ce service est fourni. Nous procéderons en trois temps. Nous mettrons d'abord en évidence le caractère symétrique des prix *spot*, à la fois prix efficaces (dans un sens à préciser) de vente et d'achat de l'énergie. Puis nous étudierons les prix *spot* comme signaux permettant de décentraliser les décisions de transit. Enfin, nous établirons l'équivalence notionnelle entre prix efficaces de rachat et prix efficaces de transport.

3.2.1. Symétrie des prix spot

Une propriété essentielle des prix *spot* est leur symétrie. Selon la théorie, le prix *spot* en un noeud constitue non seulement le prix efficace de vente de l'énergie en ce noeud pour la période considérée, mais également le prix efficace d'achat de la production au noeud considéré[64].

La raison en est simple. Si (dans une période donnée) une demande supplémentaire en un noeud, soit *i*, peut être efficacement satisfaite par un moyen de production 'local' (c'est-à-dire également localisé en *i)*, c'est que le coût unitaire de production[65] de ce moyen local est égal au prix *spot* en *i* (pour la période considérée). S'il est supérieur au prix *spot*, c'est qu'un autre moyen de production doit être employé de préférence. S'il était inférieur, cela signifierait que le prix *spot* est surévalué, donc non efficace. On en conclut que le prix efficace de rachat de la production au noeud *i* à *t* est égal au prix *spot*.

[1] Répétons que seuls les prix spot strictement égaux aux coûts marginaux de fourniture possèdent cette propriété, qui est perdue lorsque les prix *spot* sont modifiés pour tenir compte de la contrainte d'équilibre budgétaire de la compagnie gestionnaire de réseau *(Spot Pricing of Electricity*, p. 44).

' Ou le prix d'offre s'il s'agit d'un producteur indépendant.

3.2.2. La décentralisation des décisions de transit par les prix spot

Une conséquence immédiate des développements de la section 3.1. est que les prix *spot* permettent de décentraliser les décisions économiques relatives au transport d'électricité de noeud à noeud[66]. Puisque les prix *spot* de transport internalisent les différents coûts/contrainte s de réseau (lois de Kirchhoff, pertes, saturation éventuelle de lignes), ils constituent un signal tarifaire efficace : à la marge, le surcoût[67] résultant de l'accroissement d'une demande de transport est égal à la variation des recettes du réseau, ou encore à la variation des sommes payées par l'ensemble des clients du réseau).

Cette proposition mérite quelques développements, qui nous permettront de compléter la discussion sur les externalités engagée précédemment. Le fait que l'ensemble des clients du réseau participent à travers la variation des prix *spot* au recouvrement du coût résultant d'un service de transport particulier ne s'apparente-t-il pas à une 'externalité pécuniaire', génératrice d'inefficacités ? Il convient de répondre négativement, sur la base d'un argument simple et d'une grande généralité. Au premier ordre, on ne prend pas en compte la variation des prix *spot* induite par une variation de la demande du service de transport. Dès lors, le producteur et le consommateur demandeurs du service supportent seuls la variation de coût, à travers la variation des *quantités* que le premier injecte au(x) noeud(s) émetteur(s) et que le second prélève au(x) noeud(s) récepteur(s). Au second ordre, la variation des flux entre deux points (ou zones) du réseau modifie les prix *spot* de l'ensemble des noeuds. En ce sens, tous les clients du réseau sont affectés par un service particulier. Mais ces variations de prix qui traduisent au fond une modification des conditions de demande, «ne jouent que le rôle d'égalisateur de l'offre et de la demande» pour reprendre cette fois-ci les termes de Jean-Jacques Laffont[68].

[66] C'est l'extension de cette propriété au transport de zone à zone qui soulève les problèmes examinés dans la section précédente.

[67] Ou l'économie.

[68] *op. cit.*, p. 35. Cet argument général conduit d'ailleurs J.J. Laffont, comme W. Baumol & W. Oates à rejeter la notion d'externalité pécuniaire, du moins lorsque le système de marchés est complet et en l'absence d'asymétries d'information (modèle à la Arrow-Debreu). Voir J.J. Laffont, *ibid.*, et W.J. Baumol & W.E. Oates, *op. cit.*, p. 29-31.

3.2.3. Les prix spot *font apparaître l'équivalence notionnelle entre prix efficace de rachat et prix efficace de transport*

Nous nous sommes attachés dans la section 3.1. à démontrer que les prix *spot* constituent un signal tarifaire efficace pour décentraliser les décisions de transit. Le résultat que nous avons établi ne s'appliquait cependant qu'à une demande de transport extérieure au dispatching, i.e. pour alimenter un consommateur n'ayant pas la possibilité de s'approvisionner auprès du dispatching. Nous étendons ici ce résultat aux transactions à l'intérieur du dispatching. En d'autres termes, nous montrons qu'un consommateur pouvant choisir entre le dispatching et un producteur indépendant fera le choix socialement optimal si sa décision est fondée sur les prix *spot* ; corrélativement la décision du producteur indépendant (produire ou ne pas produire) sera, elle aussi, socialement optimale.

Le raisonnement pour une période donnée est le suivant. (Rappelons que la théorie montre que le coût marginal de transport du noeud A au noeud B est *ps - PA,* où *PA* et *ps* sont les prix *spot* aux noeuds.) Pour choisir son fournisseur, le consommateur indépendant compare le prix *spot* local, soit $p_{C/}$ et le prix d'offre p du producteur indépendant (prix de fourniture au noeud c). Il s'adresse au producteur indépendant si $p < p_c$. Par ailleurs, la contrainte de rationalité individuelle du producteur s'écrit :

$$p > c + (p_c - p_p)$$

où c est son coût unitaire de production, et p_p le prix *spot* au noeud de production (voir fig. 3.2.1), c'est-à-dire que le producteur indépendant propose un prix qui lui permet de réaliser un profit positif ou nul compte tenu du prix de transport de l'énergie jusqu'au noeud de consommation, soit *Pc - Pp-*

Le contrat direct ne pourra donc être passé que si

$$c + (p_c - p_p) < p < p_c$$

soit en particulier :

$$C \wedge Pp$$

qui est la condition à laquelle il est socialement optimal que le producteur indépendant produise[69].

Si l'on suppose que les décisions individuelles du producteur et du consommateur influent sur les valeurs des prix spot, ces deux agents (et tous les autres) doivent fonder leurs décisions sur les prix *spot* obtenus lorsque la transaction est prise en compte.

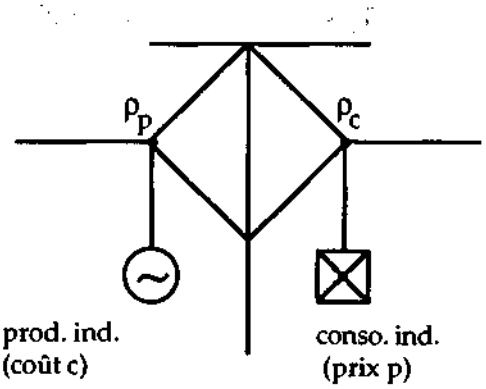


Fig. 3.2.1. Un consommateur indépendant arbitrant entre la compagnie locale et un fournisseur tiers

Fig. 3.2.2. *Un consommateur indépendant arbitrant entre la compagnie locale et un fournisseur tiers*

De ceci résulte le point important suivant : dans un monde idéal, i.e. où préférences et fonctions de coûts sont convexes, où les agents sont parfaitement informés et où l'on peut ignorer les coûts de transaction, les prix *spot* ne sont pas seulement un produit du dispatching économique (comme nous l'avons vu plus haut, en 3.1.1.), ils le caractérisent de façon univoque. En chaque noeud et pour chaque période, le prix *spot* induit les bonnes décisions de production et de consommation.

Certainement, dans ce monde idéal, les prix *spot* satisfont au principe énoncé par la commission de réglementation américaine :

> «Un principe de tarification [des services de transport] pour le court terme : les prix de transport devraient conduire à exploiter les installations de production et de transport de façon telle que les coûts marginaux de court terme de production en deux noeuds ne diffèrent jamais d'une quantité supérieure au coût marginal de court terme de transport entre les deux noeuds.»[70]

Les prix *spot* mettent également en lumière le lien entre le prix de production de l'énergie et le prix du transport : si les producteurs indépendants peuvent s'approprier une rente (en vendant leur production au-dessus de son coût), les prix *spot* s'accroissent et le prix du transport évolue en conséquence. Ce phénomène résulte directement de ce que la production est partiellement consommée comme service intermédiaire dans la fourniture du service de transport, et se généralise donc au-delà des prix *spot* de transport à tout prix de transport fondé sur (ou 'orienté' vers) les coûts.

[70] Charles G. Stalon, *op. cit.*, p. 24.

3.3. Concurrence à la production et prix *spot* de transport et d'accès

Arguant des propriétés décentralisatrices des prix *spot,* différents auteurs ont voulu étendre l'emploi des prix *spot* à un environnement concurrentiel pour lequel ils n'étaient pas conçu à l'origine[71].

3.3.1. Le réseau contractuel (contract network)

Le principal de ces auteurs est William Hogan, qui a développé le concept de 'réseau contractuel' *(contract network)*[72]. L'analyse de Hogan peut être résumée en quatre points principaux. (1) La concurrence effective à la production d'électricité passe par l'attribution de droits de transport point-à-point garantis sur le long terme[73]. Hors l'existence de tels droits qui leur assure l'accès au marché de la consommation finale, les 'entrants' potentiels sur le marché seraient découragés[74]. (2) Un système de prix *spot* est nécessaire au bon fonctionnement du marché concurrentiel de l'électricité (parce qu'il internalise toutes les interactions au sein du réseau électrique)[75]. Cependant les droits de transport ne peuvent reposer sur les seuls prix *spot,* trop fluctuants[76]. (3) Il suffit pour se prémunir contre ces fluctuations de transposer aux prix de transport les contrats de différences *(contracts for differences)* proposés dans les travaux théoriques[77] et mis en oeuvre dans le pool anglo-gallois[78] en matière de fourniture d'électricité[79]. (4) Grâce à de tels

/1 Et malgré les réserves explicites des concepteurs de la théorie spot : voir *Spot Pricing of Electricity,* chapitre 5.

72 W. Hogan (1990), *op. cit.*

73 «Une forme appropriée de droits de transport transférables sera nécessaire pour le bon fonctionnement d'un marché décentralisé» (W. Hogan, «Contract Networks for Competition in Transmission Grids», Plenary Paper, *Actes de la 15ème Conférence internationale annuelle de l'International Association of Energy Economists* (Tours, France, 18-20 mai 1992, p. 21-25), p. 22).

74 Voir W. Hogan, 1990, *op. cit.,* p. 9. Ceci est particulièrement vrai lorsque la compagnie de réseau est également producteur, ou lorsque les producteurs en place sont en postition dominante (voir le marché anglais dominé par deux producteurs principaux).

75 W. Hogan, 1992, *op. cit.,* p. 23.

76 *ibid.*

77 *Spot Pricing of Electricity,* p. 222 sq.

78 Voir section 2.2. *infra.*

™ «Acheteurs et vendeurs auraient la possibilité de passer par le marché *spot* caractérisé par des prix hautement volatiles. Cependant ils pourraient également s'entendre sur des

contrats, le propriétaire d'un droit de transport est indifférent entre la jouissance effective de ce droit (droit à une *specific performance)* et le renoncement à ce droit pour cause de contraintes sur le réseau mais en contrepartie d'une compensation financière (qui est l'essence de ce type de contrat)[80].

Cette équivalence établie par les contrats de différence permet de résoudre un paradoxe essentiel. Il n'est en effet pas possible de garantir sur le long terme un droit de transport dans un réseau d'interconnexion sujet à congestion tout en préservant les bénéfices du dispatching économique. Des événements imprévus affectant l'offre et/ou la demande d'énergie peuvent conduire à des conditions d'exploitation qui rendent anti-économiques le service de transport (en fait, le service de fourniture dont il dérive).

C'est naturellement une propriété générale des contrats que de lier *ex ante* les parties au risque d'engendrer des inefficacités *ex post* par rapport à une situation imprévue au départ où, par exemple, l'objet du contrat pourrait être fourni plus économiquement par un tiers. La solution est alors que le fournisseur contractuel passe un second contrat avec le fournisseur tiers (au terme duquel celui-ci se substitue à celui-là) ; l'efficacité productive est rétablie par cette procédure 'pareto-améliorante'. C'est au fond ce que réalisent les contrats de différence fondés sur les prix *spot.*

Dans le marché *spot* de fourniture d'électricité, les contrats de long terme sont complétés par une optimisation à court terme des conditions de production. La seule particularité est que cette procédure d'actualisation est ici assurée par une instance unique (le dispatching) pour tenir compte de la complexité et de la variabilité des interactions entre utilisateurs d'un réseau d'interconnexion.

Les contrats de différence en matière de transport d'électricité, tels qu'envisagés par Hogan, sont essentiellement analogues aux contrats de différence élaborés pour la fourniture d'électricité. Des différences résultent cependant du caractère monopolistique de l'activité de transport . D'une part,

compensations financières mutuelles les protégeant contre tout changement des prix sur le marché *spot.»* W. Hogan, 1992, *op. cit.*, p. 23.

[5] W. Hogan, 1990, *op. cit.*, p. 25-6. La source de financement de cette compensation se trouve dans les recettes *spot* de transport (bilan toujours positif pour le réseau de l'achat et de la vente de toute l'énergie injectée/prélevée sur le réseau). Lorsque se produit une situation de congestion les recettes *spot* s'accroissent en proportion du coût induit par la congestion.

il faut prendre en compte les rendements d'échelle croissants qui caractérisent les coûts de réseau, et qui sont notamment dus à d'importants 'coûts fixes', par l'instauration de péages *(demand charges)* garantissant le recouvrement complet de ces coûts de réseau au-delà des recettes de la vente au coût marginal[81]. D'autre part, il faut s'assurer que le réseau d'interconnexion est optimalement développé sur le long terme[82].

Idéalement ce système de contrats doit prendre en compte la structure réelle du réseau. Mais pour des raisons pratiques ou réglementaires, les contrats peuvent reposer sur une représentation simplifiée du réseau : le *réseau contractuel* désigne cette représentation simplifiée. Le réseau contractuel permet de s'affranchir de la notion trop simplificatrice de chemin contractuel *(contract path)* qui suppose que l'énergie transportée de A vers B passe par un 'chemin électrique' fictif et qui ignore par définition toutes les interactions électriques. Le réseau contractuel permet une représentation plus pertinente de la réalité. De même, les contrats sont idéalement fondés sur des prix *spot* locaux et instantanés, mais ils peuvent être adaptés à toute structure tarifaire reflétant l'évolution spatiale et temporelle des conditions d'exploitation d'un système électrique[83].

3.3.2. Le réseau d'interconnexion vu comme système de transport

Deux auteurs anglais proposent dans des articles en apparence iconoclastes de franchir un pas supplémentaire en direction de l'ouverture des réseaux électriques[84]. Alors que le réseau contractuel préserve la fonction de dispatching au détriment de la *specific performance*, Sally Hunt et Graham Shuttleworth proposent d'inverser cette priorité : selon eux, la mission du gestionnaire du réseau d'interconnexion —rebaptisé compagnie de

[1] W. Hogan, «Electric Transmission: A New Model for Old Principles», *Electricity journal* 18-29 (March 1993). Egalement W. Hogan, 1990, *op. cit.*, p. 8 et 82. On notera que W. Hogan s'oppose sur ce point aux auteurs de la théorie *spot* sur laquelle repose pourtant sa proposition de réseau contractuel. Comparer avec la section «Why no demand charges ?» in *Spot Pricing of Electricity*, p. 69 sq.

• «En présence d'économies d'échelle, le réseau contractuel ne suffira pas à garantir l'extension optimale du réseau de transport.» (W. Hogan, 1992, *op. cit.*, p. 24).

[5] W. Hogan, 1990, *op. cit.*, p. 27-8 et 47.

* Sally Hunt & Graham Shuttleworth, «Operating a Transmission Company under Open Access: The Basic Requirements», *Electricity Journal* 40-50 (March 1993a); *ibid.*, «Electricity Transmission Pricing: the New Approach», 3 *Utilities Policy* 98-111 (n°2, avril 1993b) .

transport[85]— consiste à accommoder sur le réseau, et au moindre coût, un ensemble de transactions bilatérales. Dans ce modèle, la compagnie de transport vend des droits de transport de noeud à noeud, fermes et transférables, à des prix réglementés[86]. Elle doit ensuite vérifier qu'en pratique les droits sont respectés, ou procéder aux transferts financiers de compensation dans le cas contraire.

Ce principe est analogue à celui suivi par Hogan dans le modèle du réseau contractuel. Cependant les modalités de mise en oeuvre diffèrent. Hogan proposait de découpler les arrangements commerciaux de long terme de l'optimisation économique de court terme, à la façon du *pool* énergétique anglo-gallois : à long terme, des contrats bilatéraux (de noeud à noeud) de fourniture d'électricité associés à des droits de transport ; à court terme, un dispatching économique centralisé assurant l'utilisation optimale des moyens de production compte tenu des conditions réelles d'exploitation et des contraintes techniques. Quoiqu'ils soulignent qu'une telle organisation centralisée est compatible avec leur modèle[87], les deux auteurs anglais affichent une ambition plus grande : organiser les transactions entre fournisseurs *(traders)* et consommateurs à travers le réseau de manière à obtenir de façon décentralisée *[in a decentralized mode)* le fonctionnement de court terme et le développement optimaux du système[88].

Dans le modèle qu'ils proposent, le dispatching économique n'émane pas d'une instance centrale mais de la combinaison de contrats bilatéraux entre les fournisseurs et les consommateurs d'une part, et entre les différents utilisateurs du réseau et la compagnie de transport d'autre part. Celle-ci observe l'ensemble des contrats bilatéraux de fourniture, et sait à quel prix

[85] La distinction sémantique est importante au point qu'elle figure dans le chapeau de l'un de leurs articles : «Certains législateurs européens veulent transformer les compagnies d'interconnexion *[grid operators]* en compagnies de transport *[transmission system operator]»* (S. Hunt & G. Shuttleworth, 1993a, *op. cit.*, p. 40). Et plus loin : «Les travaux de Schweppe *et al*, l'article de Hogan dans ces pages et nos propres travaux antérieurs suggèrent que le modèle le plus utile pour le transport *[transmission]* d'électricité est un modèle de transport au sens conventionnel [transportation]» *(ibid.*, p. 41).

[86] *ibid.*, p. 41-2 et 47.

[87] «Bien que le vocabulaire [de cet article] puisse [leur] apparaître étrange, nous pensons que les compagnies d'interconnexion trouveront ce modèle raisonnable, et même seront soulagés d'apprendre que c'est là ce qu'ils ont toujours fait, comme le M. Jourdain de Molière(...)» *(ibid.*, p. 41).

[88] *ibid.*

chaque fournisseur (en chaque noeud) est prêt à acheter ou à vendre de l'énergie électrique en surplus de ses obligations contractuelles :

> «en achetant au [producteur le] plus économique et en revendant au plus cher, la compagnie de transport réalise simultanément un profit maximal et le dispatching économique.»[89]

Dans un monde sans coût de transaction, tout est équivalent...

Ces modalités décrites pour le dispatching économique se généralisent à l'ensemble des missions de la compagnie de transport. C'est par voie contractuelle que la compagnie de transport résout les contraintes de saturation des lignes du réseau (elle achète en aval pour revendre en amont de la contrainte), et gère les événements imprévus (en contractant des réserve d'énergie auprès des fournisseurs). Certes le modèle prévoit que :

> «à un certain point dans le temps, les contrats de fourniture doivent être figés de manière à permettre à la compagnie de transport d'organiser tous les arrangements bilatéraux nécessaires à l'exploitation du système»[90]

Cependant ce délai doit être court puisqu'il est précisé par ailleurs que :

> «les contrats [de fourniture] peuvent être établis à l'avance, mais ils sont autorisés jusqu'à l'instant précédant *[up until just before]* la fourniture effective.»[91]

Ainsi la compagnie de transport doit-elle gérer un ensemble de transactions bilatérales dont elle prend connaissance graduelUement, *«au fur et à mesure que les contrats se combinent»*[92] jusque dans le très court terme. C'est là le trait particulier du modèle.

Leur conception du rôle du réseau est résumée dans la figure 3.3.1.. La compagnie de transport rachète de l'énergie aux producteurs pour compenser les pertes, pour fournir un service de redispatching visant à résorber les contraintes de réseau et prévoit des réserves pour faire face aux aléas.

[89] *ibid.,* p. 44-5.
[90] *ibid.,* p. 44.
[91] *ibid.,* p. 43.
[92] *ibid.*

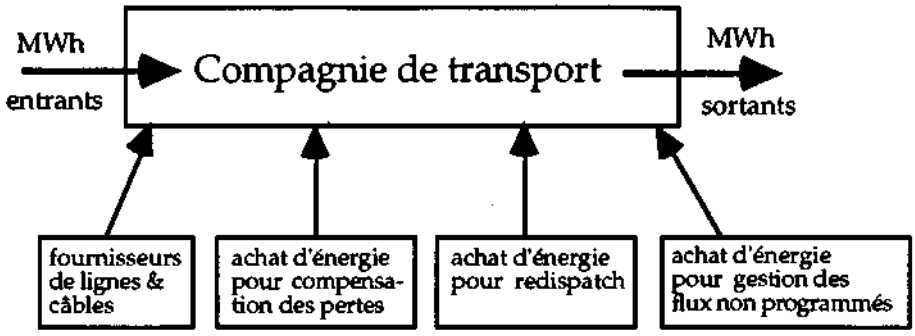


Figure 3.3.1. Le réseau électrique d'interconnexion vu comme une compagnie de transport

(Source : Sally Hunt & Graham Shuttleworth, 1993a, *op. cit.*, p. 49.)

Figure 3.3.2. *Le réseau électrique d'interconnexion vu comme une compagnie de transport*

(Source : Sally Hunt & Graham Shuttleworth, 1993a, *op. cit.*, p. 49.)

Si les deux auteurs peuvent affirmer, sans crainte d'être détrompés, qu'il n'y a rien dans leur modèle qui aille à l'encontre de la pratique traditionnelle d'exploitation des systèmes électriques, c'est effectivement que dans un monde sans coûts de transactions rien ne distingue du point de vue du résultat leur proposition de celle de Hogan ou même du dispatching centralisé traditionnel : les trois formes d'organisation conduisent à l'exploitation efficace du système. Cela ne doit pas surprendre. Nous avons signalé plus haut l'identité de principe entre le dispatching économique et le mécanisme du marché qui réalisent tous deux la mise en concurrence des moyens de production[93].

Le modèle de S. Hunt & G. Shuttleworth, qui traduit cette équivalence en procédures décentralisées explicites, suppose en pratique la rédaction et le suivi de très nombreux contrats : des contrats de transport, attribuant les droits *«fermes et transférables»* de transport de noeud à noeud sur le réseau ; des contrats de transfert de ces droits ; des contrats de fourniture, spécifiant la quantité d'énergie livrée pour chaque période horaire du contrat[94] (à charge pour la compagnie d'assurer le suivi de ces contrats, de vérifier qu'ils sont compatibles avec les droits de transport, d'assurer le versement des compensations financières dans le cas contraire) ; des contrats d'exploitation entre la compagnie de transport et les différents utilisateurs du réseau.

[93] Voir notre point 1.1.

[94] S. Hunt & G. Shuttleworth, 1993a, *op. cit.*, p. 43.

Les deux auteurs concluent d'ailleurs leur présentation par cette formule révélatrice :

> «Les compagnies d'interconnexion seront heureuses de savoir qu'elles assurent déjà [les services essentiels d'une compagnie de transport gérant un réseau ouvert]. Pour offrir l'accès au réseau, elles n'auront qu'à rédiger des contrats relatifs à ces services.»[91]*

Dans un monde sans coûts de transaction, il n'y a aucun obstacle à cette frénésie contractuelle. C'est que plus fondamentalement, dans ce monde idéal, tous les réarrangements contractuels nécessaires pour retrouver l'efficacité productive maximale à la suite d'événements imprévus se réaliseraient de sorte que l'on aboutirait naturellement à l'optimum économique par une procédure complètement décentralisée.

Cependant la prise en considération des coûts de transaction altère singulièrement ce constat. Poussée à l'extrême (comme elle l'est dans ce modèle), la voie contractuelle se révèle d'une lourdeur dissuasive. Il n'est à cet égard pas surprenant que les exemples tirés du monde réel qui émaillent la présentation du modèle ne se caractérisent jamais par une décentralisation aussi complète des transactions économiques[96].

Conclusion du troisième chapitre

A l'issue de cette première analyse on comprend mieux sur quoi repose le 'miracle' de la théorie *spot.* Les prix *spot* intègrent les effets du *dispatching* économique et reflètent les contraintes générées par les réseaux, notamment les interactions résultant de la seconde loi de Kirchhoff (section 3.1.). Ils peuvent donc être employés, du moins dans le principe, à la décentralisation des décisions au sein des systèmes électriques (section 3.2.). Certains auteurs s'appuient sur ces propriétés certes puissantes mais toutes théoriques des prix

[95] *ibid.,* p. 46.

[96] On revérifie ici un effet général de l'existence de coûts de transation : *«Dans mon article sur* "la nature de la firme" *j'ai soutenu que, bien que la production puisse être organisée sur un mode totalement décentralisé par le seul moyen de contrats entre individus, le fait que cela coûte quelque chose de conclure de tels accords entraîne l'apparition de firmes qui ont pour fonction d'organiser ce qui passerait autrement par des transactions marchandes dès lors qu'elles sont en mesure de le faire pour un coût moindre que celui qui résulterait d'un recours au marché.»* (R.H. Coase, «The Firm, the Market and the Law», *op. cit.,* p. 7). De ce point de vue, la compagnie d'interconnexion apparaît comme une firme agissant comme intermédiaire entre producteurs et consommateurs d'électricité et organisant les relations entre eux.

spot pour proposer des modalités plus ou moins décentralisées de régulation des systèmes électriques (section 3.3.).

Ce faisant, ils tendent à occulter les caractéristiques du monde réel, qui opposent de nombreux obstacles à la mise en oeuvre de leurs modèles 'de tableau noir'. Nous avons vu comment, lorsque le reste du système n'est pas concurrentiel, la marchandisation des interactions technico-économiques dues aux lois de Kirchhoff est encombrée de toutes sortes de comportements stratégiques.

Mais, de surcroît, non-convexités et coûts de transaction sont la règle dans le fonctionnement des réseaux électriques ouverts. Leur influence concrète sur l'efficacité tarifaire des coûts marginaux de court terme est l'objet de notre prochain chapitre.

CHAPITRE 4

LE COÛT MARGINAL DE TRANSPORT EN PRATIQUE

Introduction

L'application au transport de l'électricité de la théorie de la vente au coût marginal instantané fait l'objet dans la littérature de fortes critiques, articulant considérations de coût (séparation des coûts de production-transport et définition du coût de transport ; non-convexités ; recouvrement, et allocation du coût de transport), de prix (efficacité à court et à long terme), de réglementation (coût, efficacité et caractère incitatif de la réglementation ; problèmes de transition vers un réseau ouvert).

Certaines de ces critiques sont factuellement incontestables mais dépourvues de caractère opératoire et parfois peu fondées d'un point de vue économique. Il est ainsi indéniable, comme le soulignent certains auteurs, que lé coût de transport incorpore des coûts de production. Ceci résulte de l'une des spécificités des réseaux électriques énoncée plus haut : la production d'électricité est partiellement consommée comme service intermédiaire pour la fourniture du service de transport. Si l'on s'interdit de fonder les prix de transport sur des coûts de production, ces prix ne peuvent pas refléter non plus les coûts de transport (quelle qu'en soit la définition). D'autres critiques sont énoncées de façon générale, mais peu spécifiées ou à tout le moins partielles. D'autres enfin sont à peine évoquées. La rigueur et la précision de la discussion économique s'en trouvent réduites.

L'ambition des deux chapitres qui suivent est de contribuer à la clarification de cette discussion, par deux moyens complémentaires : le cadre d'analyse le plus général possible ; le traitement le plus concret possible. Le cadre d'analyse nous est fourni par les développements de la première partie, par rapport auxquels nous resituerons les critiques recensées ci-dessus ; et quant à l'argumentation, elle sera structurée par le développement de modèles formalisés. Sur ce dernier point, le parti pris que nous avons adopté est celui de la plus grande simplicité que nous puissions atteindre.

Ce choix est justifié par diverses considérations convergentes : le transport d'électricité en soi est un phénomène économique encore mal connu ; des modèles sophistiqués nécessiteraient donc des choix de définition

nécessairement arbitraires compte tenu des connaissances disponibles ; la tâche de modélisation ne doit pas s'alourdir au détriment de la généralité de l'analyse ; l'enrichissement des modèles présuppose des études plus précises des phénomènes en cause, études qui demandent elles-mêmes à être spécifiées. En ce sens, les modèles développés dans les pages qui suivent pourraient donner lieu des travaux quantitatifs plus lourds.

Le présent chapitre est consacré à ce que l'on peut nommer les limites *internes* de la tarification du transport d'électricité au coût marginal instantané. Nous étudions l'incidence pratique des considérations théoriques qui remettent en cause l'efficacité du coût marginal comme signal tarifaire, à savoir les non-convexités et les coûts de transaction. Redisons ici que la place donnée à la théorie *spot* dans cette discussion résulte de considérations d'exposition (cela permet de présenter avec clarté bien des questions soulevées par la tarification du transport d'électricité) et ne traduit pas une quelconque valeur normative des prix *spot.*

Conséquences économiques des différentes formes de non-convexité des fonctions de coût de réseau

Dans le cadre de la théorie de l'équilibre général, on démontre qu'en univers convexe les décisions optimales des producteurs et des consommateurs peuvent être décentralisées par le système des prix[97]. Par 'univers convexe', on entend que les préférences des consommateurs et les fonctions de coût de production des entreprises sont convexes. Dès lors qu'un agent économique au moins fait exception à cette loi, les conditions de l'équilibre sont globalement modifiées ; son existence même peut être remise en cause. En présence de non-convexités, les prix ne peuvent plus jouer leur rôle de signal décentralisateur des décisions : la consommation et la production sur les différents marchés ne s'établissent plus nécessairement au niveau socialement optimal[98]. En d'autres termes, la règle de vente au coût marginal peut générer des inefficacités.

L'analyse des coûts de réseau[99] fait apparaître trois sources de non-convexités : les propriétés d'indivisibilité des investissements ; le

[97] Voir par exemple Edmond Malinvaud, *Leçons de théorie microéconomique* (4ème édition, Paris : Dunod, 1982), chapt. 4.

[98] *Ibid*, pp. 93-4.

[99] Quelle que soit la définition que l'on adopte.

phénomène de pointe (de saturation de la capacité) dû au caractère 'inélastique' des installations ; là présence de rendements d'échelle croissants. Nous présenterons et nous discuterons successivement ces trois causes de non-convexité. Dans les trois cas nous circonscrirons les inefficacités induites, et nous chercherons à en évaluer l'importance pratique.

Une analyse du 'coût d'utilisation du mécanisme des prix' —Le cas de prix très variables et imparfaitement prévisibles

Comme nous l'avons souligné dans le chapitre précédent, l'efficacité intrinsèque des coûts marginaux comme signaux tarifaires est menacée par un autre ensemble de phénomènes. Sur un marché où les prix fluctuent considérablement, de façon largement imprévisible, des inefficacités importantes peuvent être observées parce que les agents économiques fondent leurs décisions sur une information partielle sur les prix. Nous consacrerons à l'étude de ce phénomène la dernière section du chapitre.

Les *coûts de transaction* sont au coeur de ces inefficacités, selon des modalités analogues à celles analysées plus haut en matière d'effets externes : les agents économiques renoncent à éliminer une inefficacité si cette action induit un coût indirect supérieur au bénéfice direct qu'ils peuvent en attendre. Cependant, les coûts de transaction ne peuvent pas être mesurés directement (bien que l'on puisse en faire des évaluations partielles —voir notre discussion en conclusion de la section 4.5.). C'est pourquoi nous procéderons de façon détournée. Nous comparerons donc deux systèmes de prix (prix uniformes et prix spot) en termes d'efficacité en négligeant d'abord les considérations de coûts de transaction —qui feront ensuite l'objet d'une discussion qualitative.

Les trois premières sections du chapitre sont consacrées à l'étude des différentes formes de non-convexités ; elles sont complétées par une quatrième section où l'on revient à partir de ce qui précède sur la question de l'incitation à une 'bonne' localisation sur le réseau ; la cinquième et dernière section est consacrée aux effets de la variabilité des prix *spot.*

4.1. Les indivisibilités dans les investissements de réseau

Les indivisibilités constituent le premier facteur de non-convexité dans le transport d'électricité. On pourrait objecter que les indivisibilités sont un phénomène général, et pour s'en tenir au secteur électrique observer que la

décision de construction d'une 'tranche' nucléaire constitue une indivisibilité importante. Si cependant cette question est généralement négligée en économie de la production et ne semble pas pouvoir l'être en économie du transport, c'est essentiellement semble-t-il le fait du caractère local des investissements de réseau. Une liaison électrique entre deux noeuds contient rarement davantage de quelques unités de capacité, de sorte que l'ajout d'une unité constitue un saut. Par contraste, un investissement de production est une décision affectant le système globalement. Dans le cas de grands systèmes, cette décision a un caractère plus 'continu'.

Mieux que par une analyse nécessairement complexe, nous mettrons en évidence *par un exemple* le type d'inefficacités que ces indivisibilités peuvent engendrer, et nous proposerons un critère permettant d'en évaluer l'importance pratique.

Nous nous appuierons pour ce faire sur un modèle élémentaire, dans lequel la géographie du réseau est réduite à deux noeuds. Plus précisément, nous considérons entre deux noeuds A et B une liaison formée d'une ligne et susceptible d'être renforcée d'une seconde ligne identique (voir figure 4.1.1.). Sur cette liaison, on transporte une quantité q de A vers B. Le coût annuel de transport de q s'écrit, lorsque la liaison est composée d'une seule ligne :

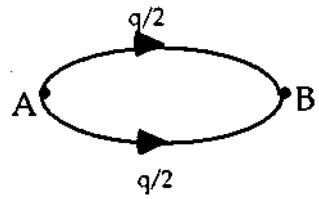
$$C_1(q) = f_0 + vq^2$$

et, lorsque la liaison est composée de deux lignes :

$$C_2(q) = 2\left(f_0 + v\left(\frac{q}{2}\right)^2\right) = 2f_0 + \frac{v}{2}q^2 \qquad \text{(voir figure 4.1.2.)}$$

fo représente l'annuité d'investissement pour une ligne et vq^2 le coût annuel des pertes (le volume des pertes croît comme le carré de la puissance transportée).

(fig. 4.1.1.)



(fig. 4.1.2.)

Figure 4.1.1. Un réseau à deux noeuds et à une ou deux lignes

Figure 4.1.2. Transport de q sur une liaison à une ligne, à deux lignes identiques

D'après la forme des fonctions de coût, les coûts marginaux de court terme sont donnés par :

$c_m = 2vq$ lorsque la liaison comporte une seule ligne

$c_m = vq$ lorsque la liaison comporte deux lignes

On représente ces coûts marginaux sur la figure 4.1.3. On indique sur la même figure la disposition marginale à payer le transport, notée dm-

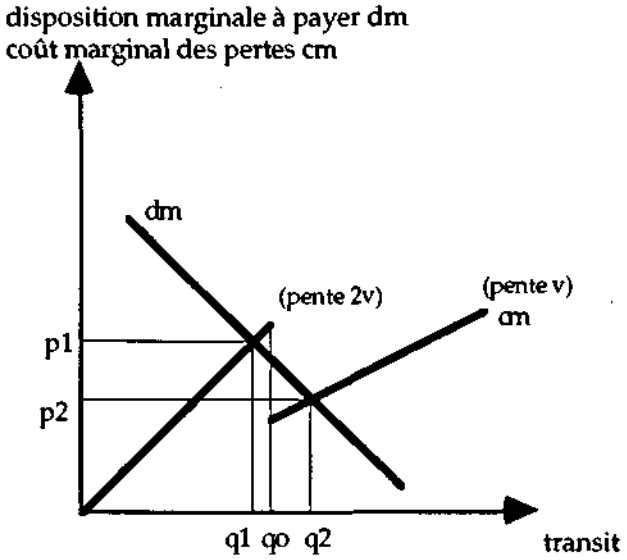


Figure 4.1.3. Coût marginal de transport sur une liaison à une ou deux lignes et disposition marginale à payer

ql qo q2 transit

Figure 4.1.3. Coût marginal de transport sur une liaison à une ou deux lignes et disposition marginale à payer

Dans le cas particulier représenté sur la figure, on voit qu'il existe deux équilibres offre-demande de transit, équilibres *a priori* optima puisque ils sont caractérisés par l'égalité entre coût économique marginal et disposition marginale à payer. (ql,pl) caractérise l'équilibre lorsqu'une seule ligne de transport est en service ; le coût marginal plus élevé conduit à une demande ql inférieure à qo, seuil économique de mise en service d'une seconde ligne[100]. L'équilibre (q2,p2) suppose une liaison double ; le coût marginal de transport est réduit et la demande à l'équilibre peut s'établir au niveau q2 supérieur au seuil économique de renforcement. Comme nous allons le voir ci-après, cette propriété est le signe de l'existence d'un domaine d'inefficacité. Ces deux équilibres ne sont en effet pas équivalents du point de vue de la valeur de la production (mesurée par le surplus social).

[100] L'expression de q_Q est établie dans la suite (voir formule 4.1.8 *infra).*

4.1.1. La maximisation de la valeur de la production

La disposition marginale à payer est supposée affine :

$$p(q) = \frac{\alpha - q}{\beta} \qquad (4.1.1.)$$

où α caractérise l'intensité de la demande et β est une pseudo-élasticité. Le surplus social en fonction de q s'écrit donc (à une constante près) :

$$W(q) = \frac{\alpha q - q^2/2}{\beta} - C(q) \qquad (4.1.2.)$$

où C(q) est le coût économique de transport de q.

Pour retrouver le cas particulier de la figure (en supposant que β est invariable), on doit choisir α (qui caractérise l'intensité de la demande) tel que

$$\nu q_0 < \frac{\alpha - q}{\beta} < 2\nu q_0 \quad \text{c'est-à-dire :}$$

$$(\nu\beta + 1)q_0 < \alpha < (2\nu\beta + 1)q_0 \qquad (4.1.3.)$$

La maximisation du surplus social s'écrit alors :

cas 1 $\quad \underset{q}{Max}\left[\frac{\alpha q - q^2/2}{\beta} - f_0 - \nu q^2\right]$ $\quad$ si $q < q_0$, ou

cas 2 $\quad \underset{q}{Max}\left[\frac{\alpha q - q^2/2}{\beta} - 2f_0 - \frac{\nu}{2}q^2\right]$ $\quad$ si $q > q_0$

et l'on retrouve en résolvant les deux valeurs d'équilibre apparentes sur la figure :

$$\begin{aligned} &cas\ 1 \qquad q_1 = \frac{\alpha}{2\nu\beta + 1} \\ &cas\ 2 \qquad q_2 = \frac{\alpha}{\nu\beta + 1} \end{aligned} \qquad (4.1.4.)$$

(On vérifie aisément d'après (4.1.3.) *supra* et (4.1.8) *infra* que $q_1 < q_0$ et $q_2 > q_0$.)

Le surplus social à l'optimum a une forme analytique simple :

$$W_1(q_1) = \frac{\alpha q_1}{2\beta} - f_0 \qquad (4.1.5.a)$$

$$W_2(q_2) = \frac{\alpha q_2}{2\beta} - 2f_0 \qquad (4.1.5.b)$$

La comparaison du surplus social obtenu dans les deux cas (pour une même valeur de α) est immédiate :

$$W_1(q_1) - W_2(q_2) = f_0 - \frac{\alpha}{2\beta}(q_2 - q_1) = f_0 - \frac{\alpha^2 v}{2(1+v\beta)(1+2v\beta)} \qquad (4.1.6.)$$

L'intensité de la demande α^* pour laquelle il est (socialement) optimal de renforcer le réseau[101] est donnée par la relation $W_1(q_1) = W_2(q_2)$, soit d'après la formule précédente :

$$\boxed{\alpha^{*2} = 2\frac{f_0}{v}(1+v\beta)(1+2v\beta)} \qquad (4.1.7.)$$

On vérifie immédiatement que α^* obéit à la condition (4.1.3.).

4.1.2. Inconsistance du critère de minimisation des coûts

Montrons que le renforcement minimisant les coûts ne coïncide pas avec le renforcement maximisant le surplus social.

La capacité de la liaison qui minimise le coût de transport s'exprime aisément en fonction de la quantité q à transporter. Soit q_0 tel que :

$f_0 + vq_0^2 = 2f_0 + \frac{v}{2}q_0^2$, c'est-à-dire :

$$q_0^2 = \frac{2f_0}{v} \qquad (4.1.8.)$$

Si $q < q_0$ (cas 1), il est économique de n'avoir qu'une ligne entre A et B[102]. Si $q > q_0$, on réduit le coût de transport en renforçant la liaison par une deuxième ligne.

Etablissons l'intensité de la demande α_0 qui génère une demande q_0. Il suffit pour cela d'intégrer la règle de vente au coût marginal (pour une liaison composée d'une seule ligne) dans l'expression de la fonction de demande, ce qui donne :

$$q_0 = \alpha_0 - \beta\frac{\partial C}{\partial q}\bigg|_{q_0} = \alpha_0 - \beta 2vq_0 \qquad \text{soit } \alpha_0 = (1+2v\beta)q_0 \qquad (4.1.9.)$$

Les relations (4.1.7.) et (4.1.9.) entrainent :

$$\left(\frac{\alpha_0}{\alpha^*}\right)^2 = \frac{1+2v\beta}{1+v\beta} > 1 \qquad (4.1.10.)$$

Les deux critères de renforcement ne coïncident pas. En d'autres termes, *«en univers non convexe (...) l'efficacité de la production peut ne pas être*

---

[101] Nous nous plaçons implicitement dans le cas où (l'intensité α de) la demande de transport augmente dans le temps (en tendance).

[102] On ignore à ce stade la capacité technique de la ligne ; ou plutôt on considère qu'elle n'est pas contraignante. Cette contrainte technique de capacité sera introduite dans la section 4.2.

compatible avec la minimisation des coûts»[103]. Dans ce cas-ci, le critère d'efficacité de la production[104] (ou de maximisation du surplus social) impose un investissement anticipé par rapport au critère de minimisation des coûts. Alternativement on peut considérer que c'est la tarification au coût marginal qui est la source de l'inefficacité : la règle d'Allais est prise en défaut[105].

4.1.3. Nature et mesure de l'inefficacité engendrée

On a là un cas particulier d'une propriété générale. En présence de non-convexités, il ne faut pas seulement astreindre le(s) producteur(s) à vendre au coût marginal, mais également spécifier la *quantité à produire* (ou dans le cas qui nous occupe ici le niveau d'investissement)[106]. A défaut de cette disposition, la compagnie sera incitée à investir à un niveau de demande ne correspondant pas au niveau socialement optimal.

La formule (4.1.10.) fournit par ailleurs un critère d'évaluation de l'importance pratique de l'inefficacité que nous venons de mettre en évidence. On voit en effet que l'écart relatif entre a* et ao (donc l'inefficacité) est d'autant plus faible que vp est petit devant 1. En particulier, lorsque $v\beta << 1$, $\alpha^* \approx \alpha_0$.

4.1.4. La portée pratique du modèle

Confrontons nos hypothèses de modélisation à l'observation de la réalité. La principale objection qui peut être faite au modèle (élémentaire) ci-dessus est qu'il ne rend pas compte d'une autre forme importante d'indivisibilité. Dans un réseau maillé, en effet, les investissements de réseau ne consistent pas exclusivement en des renforcements de liaisons existantes.

[33] Jean-Jacques Laffont, *Fondements de l'économie publique, Vol. 1 du Cours de théorie microéconomique* (Paris: Economica, 1988), p. 74.

^[4] L'expression est ambiguë, car il s'agit ici de la production du service de transport.

[55] Cette règle, rappelons-le, stipule que les entreprises réglementées des secteurs à rendements croissants doivent produire la quantité socialement optimale *d'outputs*, minimiser ses coûts et vendre au coût marginal. On sait qu'en pratique elle connaît des adaptations. On a rappelé plus haut les raisons conduisant à préférer au principe de vente au coût marginal une règle de vente au coût moyen (le plus efficace possible). De même, la quantité *d'output* socialement optimale n'est pas déterminée par un quelconque 'bureau central de planification', mais on considère pragmatiquement qu'une approximation satisfaisante de cette quantité est donnée par la demande qui se manifeste pour les prix optimaux.

[56] Voir E. Malinvaud, *op. cit.*, p. 93-4.

De nouvelles liaisons (de nouveaux 'couloirs', en termes d'électriciens) peuvent être constituées. Ce n'est alors plus seulement la capacité du réseau qui est modifiée, mais sa topologie. Naturellement notre modèle à géographie rudimentaire (deux noeuds) ne peut rendre compte d'un tel phénomène. Or l'indivisibilité en cause dans la création d'une nouvelle liaison paraît être de nature particulière : en termes imagés le passage de 0 à 1 de la capacité entre deux noeuds est une rupture encore plus forte que le passage de 1 à 2 ou de 2 à 3.

Ces 'effets de réseau'[107] sont peut-être importants ; à long terme notamment, on peut penser que la structure d'un réseau électrique d'interconnexion est différente selon que son développement est régi par une logique de profit (à préciser) ou par une logique d'optimalité sociale. Cette question difficile ne pourra être résolue qu'en observant l'évolution sur la longue durée des réseaux électriques ouverts. Surtout, il est opportun de souligner la relative rigidité d'un réseau électrique à très haute tension, par comparaison par exemple à un réseau de télécommunications (qui peut être hertzien ou souterrain). Pour des raisons d'opposition locale, l'ouverture de nouveaux couloirs est une opération difficile.

4.2. Le phénomène de pointe

Une deuxième source potentielle de non-convexité provient de la prise en compte de la capacité des lignes de transport, dont nous avons jusqu'à présent ignoré l'influence. Ce paramètre technique est à l'origine de ce que la littérature économique a traité sous le nom de 'problème des pointes' : en présence d'installations sujettes à congestion, l'analyse économique cherche à déterminer en fonction de la demande à la fois le niveau de capacité optimal et la politique tarifaire appropriée.

C'est par son application à l'électricité que l'approche marginaliste du problème de la tarification des pointes a originellement acquis ses lettres de noblesse[108]. L'on sait cependant que les travaux de M. Boiteux, et ceux qui les ont suivis, ont concerné principalement la production —et non le

[107] Par analogie avec l'expression de Nicolas Curien, qui désigne ainsi les bénéfices que les opérateurs d'acheminement peuvent tirer de la modification de la topologie du graphe d'un réseau de transmission de télécommunications (Nicolas Curien, «Soutenabilité d'un réseau de transmission», *Communications & Strategies* (n° 12, 4ème trimestre 1993, pp. 13-29), p. 29).

[108] Marcel Boiteux, «La tarification des demandes en pointe : une application de la théorie de la vente au coût marginal» 58 *Revue générale de l'électricité* 321-40 (1949).

transport— d'énergie. Cela n'est pas surprenant. Dans l'organisation industrielle traditionnelle du secteur électrique, verticalement intégrée, la gestion rationnelle du maillon de la production est l'enjeu économique dominant. Les coûts de production représentent la majorité des coûts d'une compagnie d'électricité[109]. Le réseau, malgré sa fonction technico-économique cruciale d'interconnexion, est considéré comme un dispositif technique nécessaire à la minimisation des coûts de production, mais ne représentant pas un enjeu économique en soi[110].

Cependant le traitement formel de ce problème a atteint d'emblée un degré de généralité suffisamment élevé pour pouvoir être appliqué aussi au service de transport d'électricité. Notre questionnement ici ne sera donc pas de rechercher une hypothétique spécificité du problème de tarification de la pointe dans le transport d'électricité. Notre discussion, plus pratique, abordera les mêmes questions que dans la section précédente : dans quelles conditions le problème de la pointe se pose-t-il ? quelle est la nature des inefficacités qu'il peut engendrer s'il est improprement traité (notamment du point de vue tarifaire) ? comment évaluer l'importance pratique de ces inefficacités ? Pour ce faire, nous conservons le modèle de la section précédente.

4.2.1. Capacité technique des lignes de transport

Nous avons proposé au point 4.1.1. un critère caractérisant la politique optimale d'investissement de la compagnie de réseau responsable de la liaison entre deux noeuds. Selon ce critère, le renforcement de la liaison doit être décidé lorsque l'intensité de la demande vaut a*, donné par :

$$\alpha^{*2} = 2\frac{f_0}{v}(1+v\beta)(1+2v\beta) \qquad (4.1.7.)$$

Il se peut que cette politique d'investissement soit incompatible avec la règle de vente au coût différentiel , comme nous allons maintenant le voir. Pour cela, nous dénoterons Ko la capacité unitaire des lignes de transport,

[109] Les deux tiers, selon Jean-Paul Bouttes et Denis Haag, «Economie des réseaux d'infrastructure», chapitre in Nicolas Curien (dir.), *Economie et Management des entreprises de réseau* (Paris: ENSPTT & Economica, 1992), p. 17.

H° II est à cet égard significatif que dans son article pionnier, M. Boiteux considère les lignes de transport d'électricité comme des installations à 'coût proportionnel' nul, c'est-à-dire comme l'exemple ultime d"installations inélastiques' (au sens qu'il donne à ce terme, et dont nous rappellerons plus loin la signification). Une étude des critères réels de planification des réseaux électriques montre au contraire que les lignes électriques sont beaucoup plus élastiques (au sens économique) que, par exemple, des installations de production d'énergie.

grandeur qui représente la valeur maximale du flux qui peut être transporté sur une ligne de la liaison A-B. (Dans notre modèle, si la liaison A-B comprend deux lignes, elle a une capacité égale à 2Ko.)

On note q^s le flux correspondant à l'intensité de demande socialement optimale, dans l'hypothèse où le service de transport est vendu au coût marginal de court terme de production[111] ('coût différentiel' selon l'expression de Boiteux). On a :

$$q^s = \alpha^* - \beta 2 v q^s \qquad i.e.\ q^s = \frac{\alpha^*}{1+2v\beta} \qquad (4.2.1.)$$

(q^s est la valeur de qi obtenue en prenant a = a*).

Lorsque q^s < Ko, la mise en oeuvre de la politique optimale d'investissement définie au 4.1.1. ne soulève pas de difficulté. La contrainte technique est inactive ; elle n'a pas d'effet sur l'optimisation économique. On dira dans ce cas que les installations de transport sont 'élastiques'.

Mais il peut aussi se produire que q^s > Ko : l'optimisation économique est alors contrainte par la capacité des lignes (installations 'inélastiques'). Ceci conduit à une indétermination mathématique et constitue comme nous allons le voir une cause (potentielle) supplémentaire d'inefficacité de la règle de vente au coût marginal.

4.2.2. Décision socialement optimale de renforcement

Lorsque la capacité des lignes de transport contraint l'optimisation économique du développement du réseau, le critère de renforcement est nécessairement modifié. Il convient en effet soit de renforcer le réseau plus tôt pour lever la contrainte de capacité, soit d'abandonner la règle de tarification au coût différentiel, soit de combiner ces deux approches. La proposition qui suit permet d'analyser la façon dont la décision socialement optimale de renforcement est modifiée dans ce cadre.

[111] II s'agit ici de la production du service de transport.

Proposition. Lorsque $K_0 < q^s$, i.e. d'après (4.2.1.) lorsque $K_0^2 < \frac{2f_0}{v}\frac{1+v\beta}{1+2v\beta}$,

$$\exists \alpha^c,\ K_0(1+2v\beta) < \alpha^c < \alpha^*,\ \textit{tel que}$$

$$W_1(\alpha^c, K_0) = W_2\left(\alpha^c, q_2(\alpha^c)\right)$$

où $W_i(\alpha,q)$ est la valeur du surplus en fonction de l'intensité de la demande et de la quantité transportée (lorsque la liaison comprend *i* lignes), et où $q_i(\alpha)$ est donné par (4.1.4.).

On a de surcroît :

$$\forall \alpha \in \left[K_0(1+2v\beta), \alpha^c\right]\ \ W_1(\alpha, K_0) > W_2(\alpha, q_2(\alpha)) \tag{4.2.2}$$

et

$$\forall \alpha \in \left[\alpha^c, \alpha^*\right]\ \ W_1(\alpha, K_0) < W_2(\alpha, q_2(\alpha)) \tag{4.2.3}$$

La preuve de cette proposition est développée dans l'annexe du chapitre 4 (section A.4.5).

La proposition précédente s'interprète ainsi : du point de vue de l'optimum social, le renforcement du réseau doit être décidé lorsque $\alpha = \alpha^c$. On voit que ce critère est incompatible avec la règle de vente au coût différentiel. En effet le coût différentiel n'est déterminé (lorsque la liaison est formée d'une seule ligne) que pour $\alpha < K_0(1+2v\beta)$, Il vaut alors $2vq$, et q est donné par la relation : $q = \alpha - \beta 2vq$, soit :

$$q = \frac{\alpha}{1+2v\beta} < K_0$$

En revanche, lorsque $K_0(1+2v\beta) < \alpha < \alpha^c$, le coût différentiel est indéterminé, car il correspondrait à une demande supérieure à la capacité de la liaison. La recherche du bénéfice social maximal dicte de fixer un prix $p(\alpha)$ au-dessus du coût différentiel tel que la demande de transport s'établisse à la valeur K_0. $p(\alpha)$ est donc donné par la relation : $K_0 = \alpha - \beta p(\alpha)$, soit :

$$\forall \alpha \in \left[K_0(1+2v\beta), \alpha^c\right] \qquad p(\alpha) = \frac{\alpha - K_0}{\beta} \tag{4.2.4}$$

L'effet tarifaire de la contrainte de capacité est représenté dans la figure 4.2.1.

Enfin, lorsque $\alpha > \alpha^c$, la liaison est dédoublée ; la contrainte de capacité tombe.

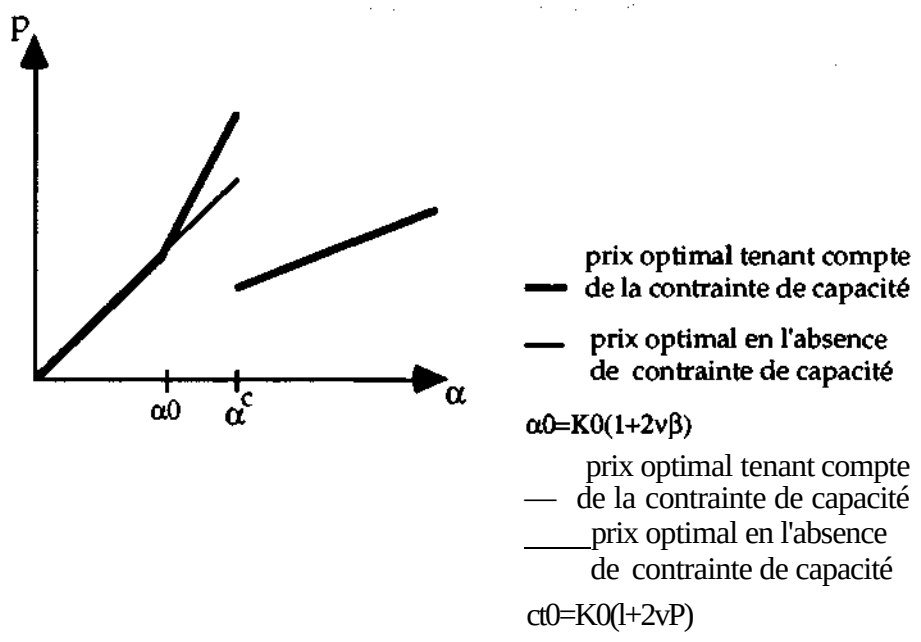


Fig. 4.2.1. Effet sur les prix de la contrainte de capacité des lignes de transport

4.2.3. Nature et mesure de l'inefficacité engendrée

Le niveau socialement optimal de renforcement mis en évidence dans le point précédent ne coïncide pas avec le niveau de renforcement dicté par la saturation de la capacité. Si l'on tarifie au coût marginal de court terme et que l'on renforce lorsque la liaison est saturée, c'est-à-dire lorsque $cc = K_0\{\backslash + 2vfi)$, on anticipe l'investissement par rapport à ce qu'exige l'intérêt collectif. Ici encore, une application à courte vue de la règle de vente au coût marginal en présence de non-convexités conduit à des décisions inefficaces.

Naturellement la compagnie de réseau bénévolente recherchera spontanément le comportement socialement optimal. Cependant la détermination des prix de pointe efficaces (et de leur domaine d'application) soulève des difficultés nouvelles pour la compagnie : celle-ci doit en effet *connaître la forme de la fonction de demande de transport,* ce dont la compagnie peut se dispenser lorsque les installations sont 'élastiques' et que le problème de la pointe ne se pose pas. Il y a là un domaine très concret d'inefficacités potentielles.

Notre analyse suggère que l'importance de ce domaine croît en proportion de la longueur l'intervalle 'd'inélasticité' $[\wedge_0(l + 2vj3), a^c]$. En particulier on observe que $v/?«l \Rightarrow K_0(l + 2vP) \sim K_0 \sim a^c$. Dans ce cas, l'ampleur des inefficacités potentielles peut être négligeable.

4.2.4. Portée pratique du modèle

L'observation de la réalité économique nous permet de discuter la signification pratique des modèles précédents. En premier lieu, on doit à

l'évidence se demander si les installations de réseau sont plutôt élastiques (au sens que M. Boiteux donne à ce terme) ou à l'inverse plutôt inélastiques ? On observe dans la pratique de la planification des réseaux que les coûts variables de transport, quand bien même on les limite au seul coût des pertes, ont un poids significatif, au point qu'ils fournissent souvent le critère de dimensionnement des installations de réseau[112] : on investit non parce que la capacité est saturée mais pour économiser des pertes. Les installations de réseau sont alors des installations élastiques ; et (lorsque l'on considère un régime permanent, comme nous l'avons fait ici) le problème même de la pointe ne se pose pas.

Sous quelles conditions générales cette hypothèse d'élasticité est-elle réalisée ? Il faut en définitive que le coût de construction d'une ligne nouvelle ne s'écarte pas trop du coût économique des biens intermédiaires qu'elle incorpore. Cette loi est évidemment contingente puisqu'elle résulte des coûts relatifs de biens économiques dont les prix suivent des lois d'évolution indépendantes, par exemple l'acier des conducteurs et le charbon des centrales. Mais les principaux facteurs de variation semblent être des facteurs extérieurs. En particulier, l'opposition publique[113] à la construction de lignes aériennes apparaît comme le principal obstacle à l'extension des réseaux électriques (rallongement des délais, coût des actions légales, coût des travaux d'insertion -voire d'enfouissement des lignes-...). Si ces facteurs conduisent à une forte augmentation des coûts de construction, on peut concevoir que le développement des réseaux se fasse à l'avenir sur la base d'un critère technique de saturation.

La deuxième limitation sérieuse de notre modèle est que l'on considère une demande constante et non fluctuante au cours de la période de référence (l'année), ce qui est inusité dans l'étude des phénomènes de pointe. Ici encore cependant nos choix se renforcent de l'observation de la réalité. Le phénomène classique de pointe apparaît comme moins marqué en matière de transport (et d'interconnexion) qu'en matière de production. La raison en est la suivante : lorsque la demande d'énergie est faible, seuls les moyens de production de base sont sollicités ; ainsi fournie par des moyens de production qui sont souvent à la fois peu nombreux et éloignés des zones de

[12] Voir par exemple Henri Persoz, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet et Gérard Santucci, *La planification des réseaux électriques* (Paris : Eyrolle, coll. EdF-DER, 1984), p. 29 et sq.

13 Celles des riverains en particulier.

consommation, l'énergie tend en moyenne à parcourir des distances plus longues ; lorsque la demande s'accroît, des moyens plus nombreux, mieux répartis et plus proches des centres de consommation sont mobilisés, et l'énergie quoique plus importante en volume tend à parcourir des distances moins longues, ce qui amortit sensiblement le phénomène de pointe. Le principal facteur d'inefficacité lié à la saturation des équipements semble donc bien être le décalage possible entre la croissance tendancielle de la demande et la politique d'investissement. En présence d'installations élastiques, cette inefficacité est limitée ou inexistante.

Ainsi les mêmes raisons qui contribuaient à renforcer l'hypothèse implicite du modèle de la section 4.1. (hypothèse d'élasticité) constituent une limite à l'hypothèse centrale de ce modèle-ci (hypothèse de structure donnée du réseau). Notons enfin que nous n'avons pas considéré ici l'influence des règles de sécurité, qui conduisent à surdimensionner le réseau (par exemple pour se protéger contre la défaillance d'une ligne quelconque du réseau).

4.3. Economies d'installation et rendements d'échelle croissants dans le développement des réseaux électriques

Les rendements d'échelle constituent le troisième facteur principal de non-convexités dans la fonction de coût de transport d'électricité. L'existence de rendements d'échelle croissants dans le transport d'électricité est généralement admise[114]. Elle conduit à un déficit comptable des recettes provenant de la vente au coût marginal par rapport aux coûts de long terme à consentir pour fournir le service dans des conditions économiques : dans la suite, nous appellerons coût résiduel ce déficit. La question du traitement du coût résiduel a été largement étudiée dans la littérature. On peut schématiquement distinguer deux écoles : l'école de la tarification au coût uniforme optimal (prix de Ramsey-Boiteux), l'école de la tarification non linéaire (prix binôme de Coase[115]). Dans les deux cas, le postulat est que des

[14] Voir par exemple William W. Hogan, «Contract Networks for Competition in Transmission Grids» (Harvard University, J.F. Kennedy School of Government, Energy and Environmental Policy Center, WP réf. E 90-17, September 1990), p. 21. Et notre discussion en 2.1.1. *supra* sur le réseau comme *essential facility.*

'5 A leur tour généralisés en prix non linéaires de Ramsey. Voir Stephen J. Brown & David S. Sibley, *The theory of public utility pricing* (Cambridge: Cambridge University Press, 1986), pp. 93-7.

prix efficaces sont tels que les consommateurs d'un service en supportent le coût en totalité[116].

Cette apparent accord théorique fait l'impasse sur une distinction intuitivement essentielle entre coûts communs aux différents produits (ou consommateurs) et coûts allouables à un produit (ou un consommateur) déterminé. Or un examen plus précis montre que les deux approches suivent sur ce point des principes opposés. Pour les prix *à la Ramsey,* on admet implicitement qu'il s'agit d'allouer entre des consommateurs aux caractéristiques différentes un coût résiduel commun ; il serait injustifiable, fut-ce pour des raisons d'efficacité, de faire payer à un consommateur un coût explicitement engagé pour fournir un autre consommateur. Pour les prix *à la Coase,* l'hypothèse est inverse : il s'agit de faire supporter à chaque consommateur ou à chaque produit la totalité du coût qui lui est directement attribuable[117] ; les éventuels coûts communs résiduels doivent être traités séparément (par exemple par une approche *à la Ramsey).*

4.3.1. Les facteurs d'économies d'échelle

Ces considérations générales ont une application directe au problème qui nous occupe. Elles permettent en effet de clarifier la relation entre le coût marginal de court terme et les propriétés attendues d'un signal tarifaire efficace à long terme : le prix payé pour un bien ou pour un service donné est efficace à long terme s'il reflète *en totalité* le coût économique de long terme directement attribuable à la production de ce bien ou service ; en présence de rendements croissants, un coût résiduel doit être répercuté par majoration du prix par rapport au coût marginal ou par instauration d'une prime fixe ouvrant droit à consommer ; les coûts non directement attribuables à un produit donné doivent être répartis entre les consommateurs des différents

[16] Plus récemment, ce postulat a été relativisé, ou plus précisément endogénéisé : les consommateurs d'un service ne doivent en supporter le coût (au-delà du coût marginal) que dans la mesure où cette règle se révèle plus efficace que le financement du déficit par l'impôt, compte tenu du coût d'opportunité des fonds publics. Ces considérations ne sont guère opératoires (asymétries d'information, incitations, coûts de transaction, opposition publique au transfert vers le 'secteur non différencié'). Voir Jean-Jacques Laffont & Jean Tirole, «The Regulation of Multiproduct Firms, Part I: Theory», 43 *Journal of Public Economies* 1-36 (1990).

[17] Le prix proposé par Coase est un prix binôme dont le terme unitaire est le coût marginal de fourniture à l'équilibre et dont la prime fixe égale le coût résiduel. Voir Ronald H. Coase, «The Marginal Cost Controversy», 13 *Economica* 169-89, reprinted in Ronald H. Coase, *The Firm, the Market and the Laio* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, pp. 75-93).

produits concernés, sans doute sous la forme de majorations (*markups*) de Ramsey.

Cette discussion peut être menée dans le cadre de la modélisation élémentaire développée jusqu'ici. Cependant, si l'on fait abstraction des effets de pointe et d'indivisibilité, la fonction de coût de réseau que nous avons employée dans les sections précédentes présente des rendements d'échelle constants (le coût de transport de long terme varie linéairement avec la quantité transportée).

Pour s'en convaincre considérons la forme continue de cette fonction de coût. Rappelons que le coût annuel de transport de la quantité q sur une ligne est de la forme :

$$C_1(q) = fK_0 + vq^2$$

et qu'il devient

$$C_2(q) = 2fK_0 + \frac{v}{2}q^2$$

lorsque la liaison est composée de deux lignes. La fonction de coût

$$C(K,q) = fK + vK_0\frac{q^2}{K} \qquad \text{où K est une variable continue}$$

permet de retrouver les formes C_1, C_2, C_n lorsque $K = K_0, 2K_0, nK_0$.

La capacité K^* permettant de transporter q au moindre coût est donnée, lorsque K varie continûment, par la relation du premier ordre :

$$\frac{\partial C(K,q)}{\partial K} = f - vK_0\frac{q^2}{K^2} = 0 \quad soit \;\; K^* = q\sqrt{\frac{vK_0}{f}} \qquad (4.3.1.)$$

La fonction de coût de long terme de transport est obtenue en substituant à K sa valeur optimale $K^*(q)$ dans la fonction C(K,q). On obtient :

$$\underline{C}(q) = 2q\sqrt{fvK_0} = 2vK_0\frac{q^2}{K^*} = fK^* + vK_0\frac{q^2}{K^*}$$

qui est une fonction de coût à rendements d'échelle constants[118]. (En particulier, si l'on considère une demande linéairement croissante en tendance, on a en moyenne sur la longue période égalité des coûts de réseau et des recettes fournies par la vente au coût marginal.)

Il convient donc de s'interroger sur la source des économies d'échelle dans les réseaux, de manière à accroître la pertinence du modèle. Nous

[118] On retrouve dans ce cas particulier (demande de transport supposée constante) la loi dite 'de Kelvin' : «Lorsqu'une ligne est à sa section [ici, sa capacité] optimale, la partie du coût de la ligne proportionnelle à la section est égale au coût capitalisé des pertes sur la durée de vie de l'ouvrage» (Persoz, Henri, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet et Gérard Santucci, *La planification des réseaux électriques* (Paris : Eyrolle, coll. EdF-DER, 1984), p. 30).

reprendrons la distinction de N. Curien[119] entre économies d'échelle d'installation, qui résultent du coût fixe à consentir pour s'engager dans l'activité (coût indépendant à court terme comme à long terme du volume d'énergie à transporter), et économies d'échelle d'extension dues à la dégressivité des coûts variables en fonction de la capacité (voir figure 4.3.1).

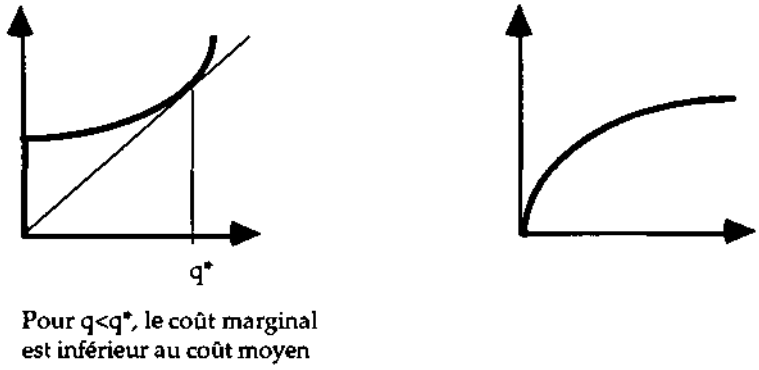


fig. 4.3.1.a Economies d'installation *fig. 4.3.1.b Economies d'extension*

Figure 4.3.1. Economies d'installation et économies d'extension (exemples)

Pour q<q*, le coût marginal
est inférieur au coût moyen
fig. 4.3.1M Economies d'installation *fig. 4.3.1.b Economies d'extension*
Figure 4.3.1. Economies d'installation et économies d'extension (exemples)

Les ouvrages spécialisés dans la planification des réseaux électriques[120] soulignent l'existence d'économies d'installation par ligne ou par liaison électrique. Ainsi le coût d'une ligne (ou d'une liaison) comprendrait un terme fixe indépendant de la capacité de la ligne, un terme fixe dépendant de la section de la ligne, c'est-à-dire en gros de sa capacité, et un terme variable (pertes). La *loi de Kelvin* exprime qu'à l'optimum économique, le coût des pertes sur la durée de vie de la ligne considérée est égal à la part du coût d'investissement proportionnelle à la section : on retrouve les rendements d'échelle constants mis en évidence précédemment, mais sur une part seulement du coût total de transport. Il convient donc de rajouter à notre fonction $C(q)$ un terme fixe indépendant de la capacité, soit F. On voit que, du moins à ce niveau d'analyse[121], l'extension des liaisons électriques se fait à rendements d'échelle constants : il n'y a pas d'économies d'extension notables.

[119] N. Curien, *op. cit.*

[120] Voir par exemple Henri Persoz *et alii, op. cit.,* p. 27 et sq.

[121] Et en ignorant les effets des indivisibilités.

Une autre source d'économies d'installations est introduite dans la littérature plus récente sur les coûts des réseaux électriques (notamment dans les études préalables à l'ouverture de certains réseaux). Il s'agit au sein d'un réseau comportant plusieurs liaisons des coûts des services considérés comme communs ou indépendants de la capacité de transport des liaisons. Ces coûts sont parfois appelés coûts de 'réseau-squelette'[122]. Le National Grid Management Council australien en propose l'inventaire :

> «[D'une part] les coûts fixes de la partie du réseau partagé *(shared network)* qui fournit un 'service commun' *('common good')* à tous les utilisateurs du réseau ; ceci comprend la capacité de réseau au-delà des besoins directement induits par les transferts d'énergie. [D'autre part] le coût des installations de contrôle-commande, de télécommunications ou à caractère opérationnel *(operational facilities).»*^

Pour d'autres auteurs, les coûts du réseau-squelette incluent également le coût du réglage de la tension. Il nous suffira de retenir ici que le coût du réseau-squelette, si l'on en admet l'existence, a la forme d'un coût fixe indépendant de la capacité et commun aux différentes liaisons qui forment le réseau —soit Fo-

4.3.2. L'allocation des coûts résiduels de réseau

Nous pouvons désormais développer un modèle traitant de l'allocation des coûts résiduels de réseau. Considérons le réseau linéaire de la figure 4.3.1.

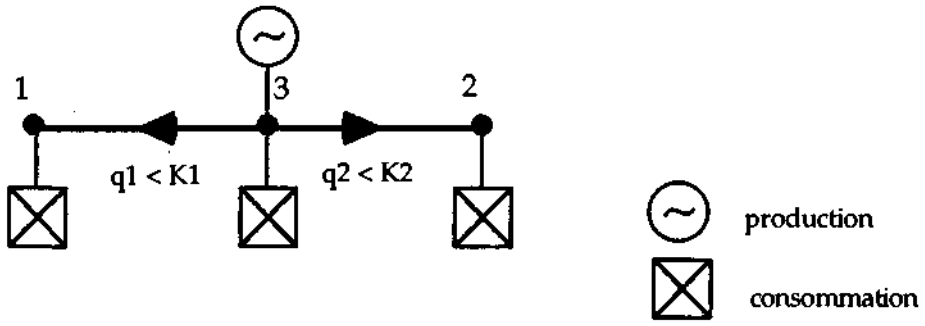


Figure 4.3.2. Un réseau électrique linéaire

[122] En anglais, *skeletal network.* Voir Edison Electric Institute, *Restructuring and Sale of the Electric Supply Industry in England and Wales* (E.E.I., May 1991), p. 16.

[123] NGMC, *Transition to a National Electricity Market* (Sydney: National Grid Management Council, July 1993), p. 10.

Les capacités des liaisons sont continûment ajustables. La fonction de coût de réseau est de la forme :

$$C_r(K_1,K_2,q_1,q_2) = F_0 + C_1(K_1,q_1) + C_2(K_2,q_2) \qquad où$$

$$C_i(K_i,q_i) = F_i + f_iK_i + v_i\frac{q_i^2}{K_i}$$

Les indices 1 et 2 renvoient respectivement aux liaisons entre les noeuds 3 et 1, et 3 et 2. Par simplicité, on a noté vj la quantité précédemment notée ViKo. On note que le coût de réseau ne dépend pas de la demande au noeud 3.

La disposition à payer le service de réseau au noeud i est de la forme :

$$p_i(q_i) = \frac{\alpha_i - q_i}{\beta_i}$$

On voit que la disposition à payer le service fourni par le réseau au noeud 3 n'est pas nulle alors que, dans notre modèle, il n'y a évidemment aucun service de transport du noeud 3 au noeud 3. Nous reviendrons sur cette hypothèse dans la discussion ; admettons-la pour l'instant.

On suppose que les lignes sont des installations élastiques (au sens de la section 4.2.) et que la capacité de chaque ligne est optimisée en fonction des caractéristiques des demandes aux noeuds 1 et 2. On a ainsi, d'après la relation (4.3.1.) qui n'est pas modifiée lorsque l'on rajoute un terme fixe à la fonction de coût Ci :

$$\underline{C}_i(q_i) = F_i + 2q_i\sqrt{f_iv_i}$$

$$\text{et} \qquad \frac{\alpha_i - q_i}{\beta_i} = p_i \qquad (4.3.2.)$$

où pi est le prix du service fourni par le réseau au noeud i.

Prix efficaces

Les prix uniformes optimaux sont les prix de Ramsey-Boiteux obtenus en résolvant :

$$\underset{p_i}{Max}\left\{\sum_i \frac{\alpha_i.q_i(p_i) - q_i(p_i)^2/2}{\beta_i} - p_i.q_i(p_i)\right\}$$

sous la contrainte d'équilibre budgétaire

$$\sum_i p_i.q_i - \underline{C}_r(q_1,q_2) = 0$$

On obtient classiquement les relations :

$$\frac{p_i - c_i}{p_i} = \frac{\lambda}{\varepsilon_i} \quad avec \ \varepsilon_i = -\frac{\partial q_i}{\partial p_i}.\frac{p_i}{q_i} \ et \ c_i = 2\sqrt{v_if_i} \ pour \ i = 1,2 \ et \ c_3 = 0 \qquad (4.3.3.)$$

Les valeurs de coûts marginaux pour i = 1,2 dérivent des formules (4.3.2.). λ est la valeur positive telle que la contrainte d'équilibre budgétaire soit satisfaite.

Compte tenu de la forme de la disposition marginale à payer $p_i(q_i)$, et après quelques manipulations :

$$p_i = \frac{1}{1+\lambda}\left(c_i + \lambda \frac{\alpha_i}{\beta_i}\right) \qquad \text{avec } \lambda > 0 \qquad (4.3.4.)$$

Prix équitables

Quel que soit le critère d'équité que l'on adopte, les prix de Ramsey peuvent se révéler inéquitables pour certaines valeurs relatives des pseudo-élasticités Pi. Dans la discussion qui suit, nous nous référerons au critère d'équité de Faulhaber, et nous analysons la situation des consommateurs au noeud 3, qui est la plus éclairante pour le problème qui nous occupe.

Nous considérons donc après Gerald Faulhaber[124], qu'un système de prix (pour les différentes classes de consommateurs d'une entreprise multiproduits astreinte à l'équilibre budgétaire) est exempt de subventions croisées si les recettes associées sont, pour chaque classe de consommateurs, comprises entre le coût de fourniture isolée et le coût incrémental de fourniture de la classe considérée.

Dans le modèle précédent, et si l'on conserve l'hypothèse que les consommateurs situés au noeud 3 ne bénéficient d'aucun service de réseau, on obtient le tableau suivant :

*[24] Gerald R. Faulhaber, «Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises», 65 *American Economie Review* 966-77 (1975). Il n'est pas en fait sûr que l'auteur considère dans cet article son critère d'absence de subventions croisées comme un critère d'équité. Il semble plutôt le voir comme un critère d'efficacité : en présence de rendements croissants et notamment d'économies d'envergure, il est efficace de fournir conjointement différentes classes de consommateurs. La présence de subventions croisées au sens de l'article de Faulhaber est alors source d'inefficacités puisqu'elle incite un sous-ensemble de consommateurs à faire cavalier seul *{to go it alone)*, accroissant du même coup le coût social de l'activité. Nous avons par ailleurs déjà mentionné la critique formulée par Eric Ralph sur le critère de Faulhaber comme critère d'équité. Voir 1.1.3. *supra.*

	coût de fourniture isolée	coût incrémental
noeud 1	$F_0 + F_1 + 2\sqrt{v_1 f_1} q_1$	$F_1 + 2\sqrt{v_1 f_1} q_1$
noeud 2	$F_0 + F_2 + 2\sqrt{v_2 f_2} q_2$	$F_2 + 2\sqrt{v_2 f_2} q_2$
noeud 3	0	0

Table 4.3.1. Coût incrémental de fourniture et coût de fourniture isolée d'un service de transport

On voit d'après les formules (4.3.4.) que, quelle que soit la valeur de P3, la contribution des consommateurs du noeud 3 aux coûts de réseau est strictement positive. Si l'on considère que les consommateurs du noeud 3 ne bénéficient en rien de l'existence du réseau, ceci est naturellement injustifié et constitue une forme de subventions croisées. Cependant, cette hypothèse, acceptable dans un modèle qui restreint les services du réseau à un service de transport (ce qui a été notre interprétation jusqu'à présent) et qui concentre la production en un noeud, ne peut pas être soutenue dans la réalité. Nous avons en effet vu que les services de réseau ne se limitaient pas à un service de transport. Même si la production est entièrement concentrée au noeud 3, une propriété essentielle de l'interconnexion est de rendre le coût de fourniture (à qualité donnée) dépendant de la taille du réseau : les économies de diversité et de foisonnement[125] permises par l'interconnexion de demandes hétérogènes —donc directement corrélées au développement du réseau— bénéficient en effet à l'ensemble des consommateurs du système, y compris les consommateurs du noeud 3. Du point de vue de l'équité, le coût du 'réseau-squelette', que l'on peut voir (au moins en partie) comme le coût de gestion des économies de diversité et de foisonnement, peut alors être également supporté par les consommateurs du noeud 3. Le coût de fourniture isolée au noeud 3 devient alors *Fo,* au lieu de 0 précédemment.

Même ainsi, les valeurs relatives des pseudo-élasticités Pi peuvent conduire à l'existence de subventions croisées : les consommateurs du noeud 1, s'ils sont caractérisés par une élasticité-prix particulièrement élevée, peuvent ne pas même supporter l'intégralité du coût F]. On retrouve ici une

Voir 1.1.1. *supra.*

version 'spatialisée' de résultats amplement développés par ailleurs dans le cadre général d'industries à rendements croissants[126].

Un autre exemple nous convaincra du fait que la quantification du coût incrémental de fourniture et, surtout, du coût de fourniture isolée est largement affaire d'interprétation (ou de bon sens). On peut en effet se demander s'il est justifié de prendre en compte (comme nous l'avons fait) le terme Fo dans le coût de fourniture isolée aux noeuds 1 et 2. Au sens strict de notre modèle, oui, puisqu'il regroupe les coûts fixes indépendants de la capacité du réseau. Le coût Fo doit donc être engagé au moment où la première ligne de transport est construite. Mais dans la réalité, le coût Fo représente le coût du réseau squelette qui, s'il ne croît pas avec la capacité installée, représente néanmoins le coût de gestion d'un système électrique complexe. Le coût de gestion d'une seule liaison est-il aussi élevé ? Certainement pas.

Cette limitation doit cependant à son tour être relativisée. D'une part, si la liaison 1 du modèle ne représente pas une seule liaison réelle mais un ensemble de liaisons réelles (un sous-réseau), notre représentation conserve une bonne pertinence. D'autre part, notre représentation est également valide à l'échelle d'une seule liaison, si l'on ne considère plus le coût de fourniture isolée de la totalité de la demande au noeud i = 1,2 mais d'une fraction de cette demande seulement (en posant par exemple Fj = 0 dans les formules du tableau précédent).

Ces deux exemples illustrent une règle générale que l'on énoncera ainsi : tout critère de mesure de subventions croisées est essentiellement lié aux conventions adoptées en termes de causalité des coûts —y compris le critère de Faulhaber. Dans le problème qui nous occupe, on peut indéfiniment chercher à affiner le schéma de causalité des coûts : quelle proportion de la capacité de chaque liaison est utilisée par la production et la consommation en chaque noeud ? comment cette proportion varie-t-elle avec l'état du système (heures creuses/heures de pointe...) ? quels types de coûts de gestion du système sont attribuables à certaines classes de consommateurs, et ne doivent de ce fait pas être forfaitisés ? la capacité excédentaire de réseau

[26] Dans leur ouvrage de référence sur la théorie des marchés contestables, William Baumol, John Panzar et Robert Willig étudient en détail les conditions dans lesquelles les prix de Ramsey-Boiteux créent des subventions croisées (au sens de Faulhaber). Voir W.]. Baumol,]. C. Panzar & R. D. Willig, *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure* (New York: Harcourt, Brace, Jovanovich, 1982).

développée pour des raisons de sécurité d'exploitation est-elle réellement un coût forfaitaire : certains consommateurs n'en bénéficient-ils pas davantage ? Plus le schéma de causalité est précis (ou exhaustif), plus les domaines de prix exempts de subventions croisées sont réduits, et plus les prix admissibles sont réputés économiquement pertinents (équitables et efficaces).

4.3.3. Nature et mesure des inefficacités engendrées

En quoi ces phénomènes sont-ils générateurs d'inefficacités ? De deux manières réciproques. Si un coût attribuable à une classe particulière de clients du réseau est allouée de façon forfaitaire à l'ensemble des clients (via des prix de Ramsey-Boiteux), c'est sans doute inéquitable mais c'est également inefficace puisque la consommation de la classe de clients responsable du coût s'établira au-dessus du niveau socialement efficace (alors que celle des autres classes s'établira en-dessous du niveau efficace). Réciproquement, si un coût commun est supporté par une classe particulière de clients au-delà de ce que dicte la règle de Ramsey-Boiteux, par exemple à travers une prime fixe excessive, des inefficacités analogues s'ensuivraient.

Cette potentialité d'inefficacités est d'autant plus grande que le coût résiduel de réseau est important. Le poids relatif du coût résiduel est donc ici le critère le plus adapté, quoiqu'il n'indique qu'un ordre de grandeur des inefficacités engendrées. Les estimations de ce critère varient largement d'un réseau, voire d'une étude à l'autre, comme l'indique le tableau 4.3.2.

réseau concerné	déficit résultant de la vente aii coût marginal (en % du coût annuel de la compagnie de réseau)
néo-zélandais ([127])	90
français ([128])	60
anglo-gallois ([129])	25
anglo-gallois ([130])	10

Table 4.3.2. Déficit résultant de la vente des services de transport (ou de réseau) au coût marginal de court terme

4.4. Les incitations à la 'bonne' localisation sur le réseau

Le processus d'attribution causale des coûts aux clients du réseau (producteurs et consommateurs) est coûteux et, au-delà d'un certain degré de finesse, arbitraire. Il y a en l'espèce un principe d'incertitude quasi-physique. En effet, l'attribution causale des coûts repose en particulier sur la connaissance et la simulation des conditions futures de fonctionnement du système électrique (à un horizon de plusieurs années au moins). Or la connaissance sur le futur est par essence imparfaite, et les modèles de simulation ne sont pas d'une précision absolue. Les résultats sont donc nécessairement entachés d'incertitude, et la recherche d'une trop grande précision est illusoire.

Il faut donc se donner un 'critère d'arrêt' dans cette recherche de causalité. Logiquement ce critère doit être en relation avec les finalités de la différenciation tarifaire recherchée. En matière d'accès aux réseaux électriques, on retiendra deux finalités principales : l'incitation à une bonne localisation sur le réseau ; le fait de ne rendre profitable T'évasion' d'un client

[127] Mike Hewlett, «Grid Access and Pricing in NewZealand», Workshop *Access and Pricing of Grid Systems,* organisé par Energy Economie Training Ltd (Paris, 15-17 novembre 1990). (L'auteur considère que la tarification au coût marginal ne recouvre que le coût des pertes.)

[128] Le Du, *Pour un réseau électrique plus performant-: le projet FACTS* (Clamart : Electricité de France, Note interne HM 10/294 , 23 avril 1992), p. 16. (Valeur obtenue en considérant que les recettes de la vente au coût marginal de court terme représentent deux fois le coût des pertes.)

[129] M.C. Calviou, R.M. Dunnett & P.H. Plumptre, «Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods», Proc. of the *llth Power Systems Computation Conference* (Avignon, Fr, Aug 30-Sept 4, 1993, pp. 385-91), p. 386. (Valeur obtenue par simulation, en tenant compte des périodes avec "redispatching".)

[130] Sally Hunt & Graham Shuttleworth, «Electricity transmission pricing: the new approach», 3 *Utilities Policy* 98-111 (n° 2, April 1993), p. 109.

du réseau que lorsqu'elle est socialement efficace[131]. Ce deuxième objectif fait jouer un rôle essentiel aux prix des contrats de production (de fourniture) d'énergie. Nous en reportons la discussion au chapitre suivant. Nous voudrions traiter ici plus en détail de l'enjeu de la différenciation géographique des signaux tarifaires offerts aux clients (producteurs et consommateurs) d'un réseau d'interconnexion.

Sur un plan général, l'allocation des coûts résiduels[132] de réseau soulève trois questions : (1) quels coûts sont pris en compte ? (2) selon quels critères alloue-t-on les coûts résiduels (selon la période —heures creuses/heures de pointe—, selon le noeud de raccordement, selon la taille, la forme de la courbe de participation du client considéré, voire s'il s'agit d'un producteur selon sa performance économique...) ? (3) si l'on retient le critère géographique, comment discerner entre coûts de réseau communs et non communs aux clients en différents noeuds ? Nous souhaitons centrer notre discussion sur le point 3. Nous admettrons donc que les coûts de réseau sont définis d'une façon satisfaisante, et nous ne prendrons pas en considération le facteur temporel[133].

4.4.1. Propriétés de long terme des coûts marginaux de court terme en présence de non-convexités

Comment s'expriment en termes 'géographiques' les effets dus à la présence de non-convexités dans la fonction de coût de réseau ? Si la fonction de coût de réseau était globalement convexe, les recettes de la vente aux coûts marginaux de court terme couvriraient le coût total du réseau. A la marge, chaque client supporterait les conséquences économiques de ses décisions. Les coûts marginaux de court terme aux noeuds constitueraient donc le signal tarifaire efficace pour l'accès au réseau. En présence de non-convexités, le coût

[131] II s'agit de construire des prix d'accès tels que, par exemple, il ne soit pas avantageux pour un consommateur (au sens large) de s'alimenter en énergie auprès d'un fournisseur tiers lorsque c'est économiquement inefficace (plus coûteux). C'est l'enjeu essentiel de la question de l'accès dans les différentes industries de réseau.

[132] Coûts qui résultent du fait que la vente au coût marginal conduit ici à un déficit comptable.

[133] On suppose par exemple que le coût de réseau est alloué sur une base annuelle. La distinction heures creuses/ heures de pointe n'est pas essentielle à notre propos, pour les raisons explicitées plus haut (qui tendent à faire que le phénomène de pointe est amorti sur le réseau. On verra plus loin (chapitre 5) l'influence, essentielle cette fois, que peut avoir la forme de la courbe de consommation sur le prix d'accès.

marginal reste *a priori* un signal efficace à la marge, mais il ne reflète plus le coût total du service fourni par le réseau.

Comme précédemment, notre attention doit se porter sur l'incidence pratique de ces considérations générales. Nous avons étudié dans les trois sections précédentes l'incidence pratique spécifique de chacune des trois sources de non-convexités. Il ne s'agit pas ici de reprendre cette partie de l'analyse. Notre objectif sera dans les lignes qui suivent de proposer un critère à la fois global et pratique pour tester les propriétés incitatives de la différenciation géographique des prix des services de réseau. Un critère global parce qu'il intégre toutes les sources de non-convexités, et pratique parce qu'il peut être testé à un coût raisonnable. On montrera d'ailleurs que ce critère connaît déjà un début d'application dans différents contextes.

Effets d'un nouvel investissement de réseau

Notre analyse dans la suite se fonde sur un constat : le signal de localisation véhiculé par les coûts marginaux de court terme est mis en défaut par le développement du réseau (ou même par son anticipation par les agents). En effet, toutes choses égales par ailleurs, le développement du réseau contribue à homogénéiser les prix *spot* géographiques. Or cet effet d'homogénéisation est d'autant plus marqué pour un client donné que l'investissement de réseau lui profite (ou, en d'autres termes, que ce producteur contribue à justifier l'investissement par sa localisation relative dans le système) : c'est lui qui tire le plus grand bénéfice *ex post* de la réalisation de l'investissement, ce qui semble réduire l'incitation *ex ante* à une bonne localisation puisque l'agent peut anticiper cette évolution des prix. En univers convexe, ce phénomène est inconcevable puisque le coût marginal de court terme est une fonction croissante de la quantité, à capacité donnée comme à capacité optimisée. Il est en contradiction avec l'essence même de la philosophie marginaliste, «entièrement tournée vers l'avenir» selon les termes de M. Boiteux[134].

4.4.2. Principe pratique d'efficacité tarifaire

Pour résoudre cette contradiction nous proposons le principe suivant : dès lors que la présence de non convexités l'impose, les prix doivent s'écarter

Marcel Boiteux, 1949, *op.cit.*

des coûts marginaux de court terme de manière à ce que le financement de l'extension du réseau soit assuré dans la mesure du possible par les clients qui bénéficient de cette extension. (Cette condition serait naturellement vérifiée dans un univers convexe.)

Ce principe découle de l'analyse précédente, selon laquelle la contradiction principale (donc l'inefficacité la plus importante) se manifeste à l'occasion de décisions d'investissement dans le réseau. Il doit conduire à une différenciation des tarifs raisonnablement justifiée sur base des coûts. Il suppose cependant que l'on est en mesure d'évaluer le bénéfice retiré d'un tel investissement par les différentes classes de clients du réseau, ce qui soulève des difficultés pratiques. Malgré cette réserve, il semble avoir été adopté, au moins implicitement, par certaines institutions en charge de la gestion ou de la régulation de réseaux ouverts. Nous nous fonderons sur l'analyse de deux exemples particuliers : le système anglo-gallois, et le futur système australien (tel qu'il est esquissé dans les documents préparatoires à la réforme).

La différenciation géographique des prix d'accès au réseau anglo-gallois : *\'Investment Cost Related Pricing*

La tarification de l'accès au réseau d'interconnexion anglo-gallois *(supergrid)* et de son utilisation distingue cinq composantes tarifaires correspondant à des types de coûts différents et caractérisées par des formes d'application variables (notamment pour ce qui nous concerne ici en matière de différenciation géographique). La table 4.4.1. résume les éléments pertinents pour nous de cette structure tarifaire.

catégories	composantes tarifaires - *charges*	coût concerné	différenciation géographique
raccordement - *connection*		installations techniques nécessaires	facturation ad hoc
accès - *access*	entrée -*entry*		
	sortie - *exit*		
utilisation - *use of system*	services de réseau - *system service*	réseau squelette	uniforme
	infrastructure	lignes et transformateurs	différencié par zones

Table 4.4.1. La structure tarifaire de NGC

En avril 1993, soit après trois ans d'expérience dans la gestion d'un réseau ouvert, NGC a opère ;une importante réforme tarifaire, qui préserve la structure tarifaire mais qui modifie le contenu et les modalités de calcul des composantes tarifaires liées à l'utilisation du système. Jusqu'à cette réforme, la différenciation géographique de *l'infrastructure charge* ne semble pas reposer sur des règles de calcul explicites. La priorité dans la construction des tarifs porte sur une autre dimension de la tarification :

> «Le but [des principes initiaux de tarification de NGC] est d'assurer la non-discrimination entre ses clients, en identifiant les coûts réels engagés par NGC pour la fourniture de ses services et en facturant ces coûts à ses clients sur une base cohérente.»[13]^

Encore le contenu de cette notion de non-discrimination[136] n'est-il pas réellement précisé (quels coûts alloue-t-on à quels clients ? selon quelles clés d'allocation ?). La différenciation géographique des tarifs —qui existe en effet— apparaît certes comme un signal incitatif pour la localisation des nouveaux clients[137], mais elle semble sans relation directe avec de quelconques coûts de réseau[138]. La réforme, prévue dès 1990, vise principalement à rendre mieux compte de la dimension géographique des coûts[139].

Deux options principales ont été étudiées : la mise en oeuvre de 'prix complets' de raccordement *(deep connection charges)* ; le calcul des prix d'utilisation du système sur base des coûts d'investissement *(Investment Cost Related Pricing).* Selon la première option, on ferait supporter à tout nouveau client à travers le prix de raccordement (payable une seule fois) le coût complet du renforcement du réseau nécessité par ce raccordement (coût

[135] National Grid, *Annual Report 1989/90* (Coventry: National Grid Company pic, 1990), p. 12.

[136] La non-discrimination constitue la seule exigence relative aux prix d'utilisation du système *(Use of System Charges)* spécifiée dans les termes du contrat de concession attribué à NGC. Elle est compatible avec une différenciation (par exemple géographique) de ces prix «dans la mesure où ces différences reflètent raisonnablement des différences dans le coût de fourniture de différents clients» (art. 10 A).

[137] James Capel, *Reshaping the Electricity Supply Industry in England and Wales* (London: James Capel & Co ltd, 12 February 1990), p. 11. Edison Electric Institute, *op. cit.,* p. 17.

[138] Edison Electric Institute, *ibid.*

[139] «NGC s'est entendu avec le régulateur, le Directeur général de la fourniture d'électricité, pour continuer à affiner les principes sur lesquels reposent les composantes tarifaires relatives à l'utilisation du système. L'objectif final est que les prix correspondants reflètent plus précisément des facteurs tels que la localisation des moyens de production et des consommations, les pertes électriques et d'autres contraintes agissant sur le système [notamment les contraintes de capacité des lignes]» (National Grid, *op. cit.,* p. 12).

incrémental) —c'est-à-dire non seulement le coût direct des installations de raccordement comme dans l'ancien tarif, mais également les renforcements éventuels de la structure du réseau rendus nécessaires par la modification générale des flux.

Cette option est rejetée par NGC sur la base de deux arguments principaux. D'une part, le renforcement du réseau nécessaire lors du raccordement d'un client nouveau ne dépend pas de la seule décision de ce client mais du changement de la configuration globale de la production et de la consommation[140]. En d'autres termes, les décisions de localisation sur le réseau sont interdépendantes : les différents clients sont plus ou moins bien localisés, non dans l'absolu, mais *les uns par rapport aux autres.* D'autre part, le calcul des prix complets de raccordement pour les clients déjà raccordés supposerait soit d'établir une relation de causalité arbitraire entre ces clients et les installations de réseau à une date initiale donnée (par exemple la date de la privatisation de NGC), soit d'attribuer aux clients déjà raccordés des droits spécifiques dont ne jouiraient pas les clients nouveaux. Dans les deux cas, les modalités de calcul sont potentiellement discriminatoires[141].

Selon la deuxième option —finalement retenue— les prix de connexion ne sont pas modifiés, mais l'on s'attache à mieux relier les prix d'utilisation du système à des coûts de transport adéquatement définis et calculés. Dans cette approche le système est modélisé comme un ensemble de productions et de consommations reliées par un réseau de transport.

Un modèle calcule alors, pour la consommation de pointe du système, la longueur de capacité unitaire de transport *(km of incremental transmission capacity* : km * MW) qui doit être construite ou, inversement, qui peut être économisée lorsque la demande ou la production s'accroît en un noeud. Cette valeur (associée à un coût moyen d'investissement) constitue ce que l'on peut décrire comme un coût marginal *de moyen terme* de transport[142]. La structure du réseau, les lois régissant les flux électriques et les hypothèses permettant de déterminer quels moyens de production sont en service sont très simplifiées, ce qui permet d'obtenir des prix stables dans le

[140] National Grid, *Transmisison Use of System Charges Review, Investment Cost Related Pricing: Responses to Comments* (National Grid Company pic, UK, 30 October 1992), p. 10.

[141] *ibid.,* p. 11.

[142] L'expression est proposée par Patrice Bruel, Bertrand Heilbronn et Erik Pharabod, *Tarification du transport, un éclairage international : les pratiques en Angleterre et au Pays de Galles, aux Etats-Unis et dans les pays Scandinaves* (Clamart : Electricité de France-DER, note technique HR-A1/93/014,10 décembre 1993), p. 7.

temps pour de larges fluctuations de l'offre et de la demande, de surcroît selon une procédure plûs; transparente[143]. La différenciation géographique des coûts est fondée sur ce modèle de transport, qui fournit des prix permettant de recouvrir environ 20% du coût total de NGC[144].

Le coût résiduel (qui comprend selon les économistes de NGC[145] le coût de la capacité nécessaire à la sécurité d'alimentation, le coût de services auxilliaires, le coût du réseau squelette, et le coût dû aux indivisibilités d'investissement) est recouvert par une charge fixe. Ainsi si l'on se réfère aux deux dernières lignes du tableau 4.4.1., le nouveau tarif diffère de l'ancien sur deux points essentiels : (i) les différenciations géographiques dans *l'infrastructure charge* sont désormais justifiées par des différences de coûts (quoique mesurées de façon très approximatives) ; elles sont beaucoup plus importantes dans le nouveau tarif ; (ii) la *system service charge* est également reliée à des coûts identifiés ; elle recouvre un coût résiduel beaucoup plus important que précédemment, qui inclut désormais le coût de capacité nécessaire à la sécurité d'alimentation[146].

Si l'on s'abstrait des simplifications introduites par la modélisation, la philosophie du nouveau tarif de NGC est d'allouer à chacun de ses clients le coût de réseau que celui-ci induit par ses décisions[147] —dans la mesure où une relation raisonnable de causalité peut être établie. S'agissant de différenciation géographique des prix, NGC ne reconnaît comme facteur légitime que le coût d'extension du réseau imposé par l'accroissement de la production ou de la consommation en un noeud. En cela on peut dire que le nouveau tarif de NGC met en oeuvre le principe que nous avons énoncé

[143] M.C. Calviou *et alii, op. cit.,* p. 389-90.

[144] *ibid.,* p. 387.

[145] *ibid.*

[146] Notons enfin qu'à l'origine (lors de la privatisation) le régulateur avait imposé une clé de répartition des coûts entre producteurs et consommateurs : la tarification mise en oeuvre devait faire supporter 25% de la totalité des coûts de NGC aux producteurs et 75% aux consommateurs. Le nouveau tarif conserve cette clé de répartition (arbitraire). Cependant, sauf à être fondée sur des considérations économiques particulières, et notamment (dans une logique à la Ramsey-Boiteux) sur des différences entre les élasticités-prix (par rapport aux prix de réseau) des producteurs et des consommateurs, ce partage aurait plus logiquement dû être établi à 50%-50%.

[147] Remarquons simplement que l'argument de la discrimination à l'égard des clients déjà raccordés, utilisé pour rejeter les prix complets de raccordement- peut être renversé : les clients déjà raccordés à la date de mise en oeuvre du nouveau tarif peuvent en effet arguer qu'ils sont victimes d'une discrimination puisqu'ils n'ont pu intégrer cette information tarifaire dans leur décision de localisation.

plus haut, et qui consiste à faire supporter le coût des extensions du réseau par les clients qui en bénéficient[148].

L'exemple de la réforme australienne : la tarification par la méthode des bénéfices

Le gouvernement australien a mis en place un Conseil de régulation du réseau national d'interconnexion *(National Grid Management Council,* NGMC), dont la mission est d'assurer l'organisation nationale du secteur électrique la plus efficace, la plus économique et la plus saine d'un point de vue environnemental[149]. Le Conseil a entrepris une réforme radicale du secteur, par la création d'un 'marché national de l'électricité' instaurant la libre concurrence dans la production et la fourniture d'électricité et reposant sur l'ouverture du réseau national d'interconnexion[150]. Dans ce cadre il s'est attaché à développer des règles économiques de tarification des services de réseau[151].

Dans des études préliminaires, le Conseil a comparé les performances de six méthodes de tarification des services de réseau (quatre méthodes mises en oeuvre par diverses compagnies dans le monde, une méthode issue de la théorie et basée sur les coûts marginaux de long terme, et une méthode originale basée sur l'évaluation du bénéfice que chaque client retire du réseau *(the benefit a participant derives from the network).*

La comparaison (effectuée à l'aide de simulations informatiques) prenait en compte cinq critères : les prix des services de réseau doivent refléter les coûts ; ils doivent être compatibles avec les différents types de contrats de fourniture d'électricité ; ils doivent encourager les échanges entre états australiens ; ils doivent être si possible simples à comprendre et à calculer ; ils doivent favoriser *(support)* les renforcements économiquement justifiés du

*° Ceci revient en l'occurence à admettre que les clients qui bénéficient de l'extension sont ceux qui l'ont suscitée. On pourrait utiliser d'autres critères.

[19] NGMC, *Regulatory Framework Issues for a National Electricity Market* (Sydney, Australie : National Grid Management Council, July 1993), p. 1.

[50] NGMC, *National Electricity Market and Common Trading Arrangements* (Sydney, Australie : National Grid Management Council, January 1993); p. 1.

[31] NGMC, *Transition to a National Electricity Market* (Sydney, Australie : National Grid Management Council, July 1993, 34 p. + Annexes séparées). Ci-après : *Transition...* (pour le document principal) et *Transition Appendices...* (pour les annexes).

réseau. Le Conseil propose en définitive de retenir cette dernière méthode, baptisée méthode des bénéfices[152].

Le 'bénéfice qu'un client retire du réseau' est mesuré par l'utilisation qu'il fait de la capacité de chaque liaison du réseau, moyennée sur un ensemble de conditions d'offre et de demande. Le prix calculé selon la méthode des bénéfices est proportionnel à cette utilisation[153]. Comme dans le cas anglo-gallois, une distinction est opérée entre la capacité nécessaire (globalement) pour acheminer l'énergie *(basic energy transfer requirements)* et la capacité résiduelle (contraintes de sécurité, indivisibilité des investissements) dont le coût est agrégé au coût du réseau squelette et alloué de façon forfaitaire dans une *Common Service Charge*[15]*.

Parmi les méthodes de tarification testées, la méthode des bénéfices fournit les prix les plus performants au regard du cinquième critère d'évaluation (incitation au renforcement économique du réseau). Or, la traduction pratique de ce critère est que «un renforcement devrait être entrepris lorsqu'il est économique et le coût d'investissement devrait être supporté par les clients en proportion du bénéfice qu'ils retirent de ce renforcement»[155].

Validité du principe pratique d'efficacité tarifaire

Dans l'exemple anglo-gallois comme dans l'exemple australien, le principe pratique d'efficacité que nous avons énoncé joue un rôle déterminant. Cependant les conditions d'application de ce principe dans les deux cas diffèrent sur un point essentiel de celles que nous avons envisagées dans notre analyse. Nous avions établi ce principe pour guider le tarificateur astreint à s'écarter du coût marginal de court terme (du fait de l'existence de non-convexités). Dans les deux exemples décrits précédemment, la référence aux coûts marginaux de court terme de transport est exclue d'emblée.

[152] *Transition Appendices...* annexe 3.

[153] Or nous avons vu précédemment que cette correspondance entre flux sur les lignes et quantités produites ou consommées aux noeuds du réseau est conceptuellement impossible (sauf à la marge). De ce point de vue la méthode australienne reste ambiguë. Elle apparie producteurs et consommateurs en fonction des conditions générales d'exploitation et selon des règles peu explicites, et évalue l'utilisation de chaque ligne du réseau par les couples ainsi constitués.

[154] *Transition...* p. 10.

[155] *ibid.,* p. 4.

Les arguments avancés sont, dans un cas, que les coûts marginaux de court terme de transport sont essentiellement des coûts de production et non les propres coûts de la compagnie de transport[156], et dans le second que l'évaluation des pertes marginales était difficile, «principalement à cause de l'incertitude relative aux effets de la concurrence»[157]. Dans ce cas la portée pratique du principe doit être réévaluée. Elle semble cependant assez robuste ; en particulier les études australiennes tendent à démontrer que la méthode la plus performante selon le critère d'incitation aux renforcements économiques est également celle qui reflète le mieux les coûts de réseau[158].

4.5. Certains effets de la variabilité du coût marginal de court terme de transport d'électricité

Nous avons analysé dans les sections précédentes les situations dans lesquelles l'efficacité tarifaire des coûts marginaux de court terme est affectée par différentes formes de non-convexités dans les fonctions de coût de réseau, et quelques règles de bon sens applicables à ces situations. Il nous faut désormais aborder l'autre limite importante de l'efficacité des coûts marginaux de court terme, qui a trait au 'coût d'utilisation du mécanisme des prix'. La grande variabilité des coûts marginaux de court terme, conjuguée à leur imprévisibilité lorsqu'il s'agit de coûts constatés *(ex post)"*[159] laissent en effet prévoir des inefficacités tant du côté de la demande que du côté de l'offre.

Quant à la demande, l'argument fréquemment avancé est que les consommateurs ne sont pas en mesure de faire des choix de long terme sur la base de prix variables à court terme même si ces prix sont connus à l'avance (argument de rationalité limitée). Cet argument, même s'il doit être modulé en fonction de la taille du client considéré, est néanmoins fondé : un arbitrage s'impose entre la recherche de l'efficacité instantanée et les considérations *d'efficacité effective* (incluant les coûts de transaction induits pour les consommateurs par un signal tarifaire très fluctuant).

[156] M.C. Calviou *et alii, op. cit.,* p. 386.

[157] *Transition Appendices...* annexe 3, p. 16.

[158] *ibid.,* p. 12.

[159] Cette variabilité est apparente dans l'exemple des fluctuations du prix du marché *spot* de l'électricité et Grande Bretagne.

Nous ne chercherons pas à quantifier cet effet que le modèle de base de la théorie marginaliste ignore ; on peut naturellement sortir du cadre du modèle de base, mais il convient alors de ne pas le faire 'unilatéralement' : l'argument de rationalité limitée ne s'applique pas aux seuls consommateurs mais également au producteur du service (ici : la compagnie de réseau). Il faut alors prendre en compte les effets possibles d'un biais dans les anticipations de ce dernier[160].

L'invocation des coûts de transaction est une objection plus sérieuse : le système de prix ne doit être sophistiqué que dans la mesure où les gains résultant de la sophistication excèdent les coûts qu'elle induit. S'agissant toutefois des coûts de transaction supportés par les consommateurs, la littérature sur la tarification lui oppose classiquement les bonnes propriétés d'une gamme de tarifs optionnels : optimalement, un consommateur donné ne doit choisir un tarif plus sophistiqué que s'il en espère un gain supérieur au 'coût de réponse' qu'il devra consentir ; par le biais de tarifs optionnels, l'offreur du service (et donc du tarif) décentralise cette décision au niveau des consommateurs[161].

Du côté de l'offre, l'on ne dispose pas d'un outil symétrique aux tarifs optionnels. Les coûts de transaction sont une réalité incontournable. Les prix doivent *a minima* être évalués et diffusés[162]. En termes généraux, le monopole ne doit pas proposer un tarif sophistiqué si le bénéfice (social) attendu est inférieur au coût de la mise en oeuvre de ce tarif. Ce coût, qui ne doit pas être négligé, est cependant difficile à représenter de façon pertinente dans un modèle formel.

Mais un autre phénomène, souvent implicite et parfois clairement énoncé, est réputé limiter les propriétés bénéfiques de prix très variables : ceux-ci semblent induire une incertitude importante sur le revenu de l'offreur (ici la compagnie de réseau), incertitude considérée comme coûteuse à gérer[163].

[160] Redisons ici que cet argument ne tient naturellement pas pour n'importe quel consommateur, mais qu'il mérite d'être retenu lorsque l'on compare les anticipations de l'offreur du service et des gros consommateurs dont l'un des métiers est la prévision économique ; de plus, ce raisonnement s'applique sans doute mieux aux prévisions sur le coût de l'énergie que sur le coût du transport, mais les deux dimensions sont fortement liées.

[161] Cf Brown & Sibley, *op. cit.*, p. 67 sq.

[162] Ce qui représente apparemment un coût non négligeable dans le cas de prix *spot*, si l'on en juge par le coût de gestion du *pool* anglais (réf XXX).

[163] On peut penser par exemple que le coût des actions réglementaires garantissant que la compagnie de réseau retire de son activité un profit raisonnable (ou nul dans certains contextes

4.5.1. Un modèle élémentaire prenant en compte l'aléatoire

La discussion dont nous venons de résumer les principaux arguments, concerne tant la fourniture que le transport d'électricité[164]. Elle indique une voie possible pour l'étude formelle des bénéfices et des coûts associés à l'adoption de prix 'contingents' de transport (reflétant les coûts marginaux de court terme), par comparaison à des prix uniformes. D'un côté, les prix contingents auraient une 'efficacité allocative' supérieure (mesurée par l'accroissement du surplus social), notamment à court terme. De l'autre, ils accroîtraient coûteusement l'incertitude sur les paramètres décisionnels de l'entreprise et sur son profit, induisant inefficacités de long terme et surcoûts de réglementation. Notre objet ici est d'affiner cette analyse dans le cadre d'un modèle élémentaire, conservant une géographie minimale à deux noeuds.

Soient une entreprise de transport et des consommateurs, dont on veut étudier le comportement dans un contexte aléatoire. Les aléas sont de deux sortes. D'une part, la loi de demande n'est pas connue *ex ante* avec certitude. En d'autres termes, la connaissance du prix dans un état du monde ne suffit pas à déterminer le niveau correspondant de la demande. (Cet aléa est compliqué par l'influence en boucle du niveau de la demande sur celui du prix.) D'autre part, le coût des facteurs de production du service de transport n'est qu'imparfaitement prévisible. Il s'agit en l'occurence du coût de l'énergie employée à la compensation des pertes de transport. Nous supposerons que ces deux aléas symbolisés dans la suite par les lettres grecques <p et *f* sont indépendants.

> Avertissement. *On trouvera dans la suite du texte la présentation du modèle puis la discussion des résultats obtenus. Les calculs sous-jacents ont été rassemblés dans l'annexe à la fin du document.*

réglementaires) est d'autant plus élevé que les transferts financiers (hors recettes tarifaires) sont fluctuants et/ou importants.

,4 Ainsi les économistes de NGC, certainement convaincus pourtant de l'efficacité des prix *spot* pour le marché de l'énergie, la mettent en doute en matière de prix de transport (M.C. Calviou *et alii, op. cit.)*

La disposition à payer (ou *l'utilité)* des consommateurs dans l'état du monde *co,co'* est de la forme :

$$P_{\omega,\omega'}(\mathbf{q}) = \int_0^{\bar{q}} \frac{a-\xi}{b} d\xi + \int_0^{q_{\omega,\omega'}} \frac{a'-\xi+\varphi_\omega}{b'} d\xi \qquad (4.5.1)$$

Dans cette formule, *co* (resp. *co')* indice l'aléa sur la demande (resp. le coût de l'énergie) ; q©,©' désigne la demande de transport dans l'état du monde co.co' ; a, b, a', b' sont des paramètres relatifs à la demande ; enfin, $q = Eq_{mcg}$,.

L'utilité espérée des consommateurs s'en déduit immédiatement :

$$P(\mathbf{q}) = P(\{q_{\omega,\omega'}\}) = \int_0^{\bar{q}} \frac{a-\xi}{b} d\xi + \sum_{\omega,\omega'} \pi_{\omega,\omega'} \int_0^{q_{\omega,\omega'}} \frac{a'-\xi+\varphi_\omega}{b'} d\xi \qquad \mathbf{(4.5.2)}$$

La forme de cette fonction d'utilité obéit à l'hypothèse de l'espérance de l'utilité[165]. On voit d'après (4.5.1) que le comportement de consommation dans l'état du monde *co,co'* dépend à la fois de la situation effective (constatée) et de la situation moyenne (ou plus rigoureusement de son anticipation par les consommateurs).

On dérive de la fonction d'utilité (4.5.2) la fonction de demande de transport dans l'état du monde *<Ù,<Ù* :

$$q_{\omega,\omega'} = \alpha - (\beta - \beta')\bar{p} - \beta' p_{\omega,\omega'} + \varphi_\omega \qquad (4.5.3)$$

où les paramètres oc,p,P' s'expriment simplement en fonction des paramètres a,a',b,b'. Le double paramétrage permet un allégement sensible des écritures. P' représente une pseudo élasticité-prix de court terme. Nous supposons que l'élasticité-prix de court terme (y compris l'effet de décalage de la consommation des périodes à prix élevé vers les périodes à prix réduit) est faible par rapport à l'élasticité de long terme (qui renvoie par exemple aux choix d'équipement des consommateurs). Enfin, on comprend d'après la formule (4.5.3) l'effet de l'aléa *(p_a* sur le niveau de la demande.

Comme précédemment (section 4.3), la fonction de coût de transport est de la forme :

$$C_{\omega,\omega'}(\mathbf{q},K) = F + fK + v(1+\psi_{\omega'})\frac{q^2_{\omega,\omega'}}{K} \qquad \mathbf{(4.5.4)}$$

où l'on a noté *\j/$_a$'* l'aléa sur le coût de l'énergie servant à la compensation des pertes, q est le vecteur des demandes dans les différents états du monde.

[35] Voir la présentation et la discussion de l'hypothèse de l'espérance de l'utilité dans Jean-Jacques Laffont, *Economie de l'incertain et de l'information, Vol. 2 du Cours de théorie microéconomique* (Paris : Economica, 1991), chap. 1. Cette hypothèse est amplement suffisante pour notre propos.

Nous supposons que l'aléa sur la demande est centré et petit devant la demande moyenne, soit $E\varphi_\omega = 0$ et $\frac{\varphi_\omega}{\bar{q}} << 1$ $(\forall\omega)$ (où $\bar{q} = \mathrm{E}\, q_{\omega,\omega'}$). De même nous supposons que l'aléa sur le coût de l'énergie est centré et petit devant le coût moyen, soit : $E\psi_{\omega'} = 0$ et $\psi_{\omega'} << 1$ $(\forall\omega)$.

L'investissement optimal compte tenu des aléas est donné par la condition de premier ordre :

$$\frac{\partial EC_{\omega,\omega'}(\mathbf{q},K)}{\partial K} = f - \frac{v}{K^2} E\left[(1+\psi_{\omega'})q^2_{\omega,\omega'}\right] = 0 \qquad (4.5.5)$$

Les calculs développés en annexe donnent la politique optimale d'investissement et le niveau des prix et des quantités (dans chaque état du monde et en espérance), selon que le service est vendu à un prix uniforme ou à un prix contingent.

Si l'on dénote par une astérisque * (resp. par une tilde ~) les valeurs socialement optimales obtenues avec un prix uniforme (resp. des prix contingents), on obtient *dans un développement limité au second ordre en* φ_ω, $\psi_{\omega'}$ et $\frac{2v\beta'}{K}$ le résultat important suivant :

$$\begin{cases} \tilde{K} = K^* \\ \bar{\tilde{p}} = p^* \\ \bar{\tilde{q}} = q^* \end{cases} \qquad (4.5.6)$$

On note en particulier que la politique d'investissement est identique (au second ordre près) dans les deux régimes tarifaires[166].

De ces premières relations, nous déduisons différentes grandeurs significatives du point de vue de l'analyse économique, qui sont rassemblées dans le tableau 4.5.1.

166 Pour une compréhension intuitive de ces régimes tarifaire, on peut voir le prix 'uniforme' comme un tarif stable sur l'année et annoncé à l'avance, et les prix 'contingents' comme des prix horaires constatés.

	prix uniforme	prix contingents
1. investissement optimal	$\sqrt{\frac{v}{f}}\left(\alpha\sqrt{1+\frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}}-\beta 2\sqrt{vf}\right)$	$\sqrt{\frac{v}{f}}\left(\alpha\sqrt{1+\frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}}-\beta 2\sqrt{vf}\right)$
2. espérance du surplus social	$\frac{\alpha}{\beta}q-\frac{q^2}{2\beta}+\frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'}-F-2fK$	$\frac{\alpha}{\beta}q-\frac{q^2}{2\beta}+\frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'}-F-2fK$
3. espérance du surplus des consommateurs	$\frac{q^2}{2\beta}+\frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'}$	$\frac{q^2}{2\beta}+\frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'}-pq\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}$
4. espérance du profit de la compagnie	$-F-pq\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}$	$-F$
5. variance du profit de la compagnie	$\frac{p^2q^2}{4}\sigma_\psi^2$	$\frac{p^2q^2}{4}\left(\sigma_\psi^2+4\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$
6. variance du prix du service	0	$p^2\left(1-\frac{2\beta' v}{K}\right)^2\left(\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}+\sigma_\psi^2\right)^2$
7. écart-type du niveau de la demande	σ_φ^2	$\sigma_\varphi^2\left(1-\frac{2\beta' v}{K}\right)^2+\sigma_\psi^2 q^2\left(\frac{2\beta' v}{K}\right)^2$

Table 4.5.1. Table comparative des principales grandeurs économiques significatives, selon le régime tarifaire

Remarques. Dans ce tableau les expressions sont données sous la forme la plus appropriée pour la comparaison de colonne à colonne. Les symboles p, q et K désignent les valeurs communes aux deux régimes tarifaires, d'après les fomules (4.5.6). Les trois dernières expressions se déduisent immédiatement des équations (A.4.6.a), (A.4.32) et (A.4.33) de l'annexe. Enfin, $q_0 = \alpha - 2\beta\sqrt{vf}$.

4.5.2. Une première analyse en termes de comptes de surplus

Le premier enseignement de ce modèle provient des relations (4.5.6). La relation sur K en particulier signifie que *la politique d'investissement n'est pas affectée par le régime tarifaire* (voir aussi la ligne (1) du tableau 4.5.1). Un raisonnement intuitif tendrait pourtant à suggérer que l'efficacité allocative supérieure des prix contingents se traduit en particulier par un effet sur les décisions d'investissement.

Sans effet sur les décisions économiques de long terme, les prix contingents pourraient manifester leur efficacité supérieure d'une autre

manière, en incitant les consommateurs à une meilleure utilisation des installations existantes. La ligne (2) du tableau montre que, dans le cadre du modèle, il n'en est rien : *la valeur (espérée) du surplus social réalisée est indépendante du régime tarifaire.* Il nous faut nous demander si ce résultat n'est pas seulement dû aux approximations de calcul qui tendraient à 'gommer' tout effet réel des prix contingents. L'analyse des autres résultats rassemblés dans le tableau 4.5.1 permet de rejeter cette explication.

On peut en effet affiner l'analyse. On observe alors (lignes (3) et (4) du tableau) que le *régime tarifaire a des conséquences sensibles* (au second ordre) *sur le partage du surplus* entre la compagnie de transport et les consommateurs. Le changement de régime d'un prix uniforme vers des prix instantanés induit un transfert financier d'une valeur $pq\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}$ des consommateurs vers la compagnie. Ce transfert peut d'ailleurs être significatif pour la compagnie puisqu'il est du second ordre non par rapport à son résultat financier (-F) mais par rapport à son chiffre d'affaire *(pq).*

Ceci nous conduit à moduler l'évaluation précédente reposant, comme seul indicateur, sur le surplus social de l'activité de transport. En effet, l'accroissement du profit de la compagnie de réseau par rapport à un profit initial négatif équivaut à un meilleur recouvrement des coûts de transport. Certes, les relations (4.5.6) nous indiquent que le comportement des consommateurs de transport n'en est pas modifié (en moyenne). Mais d'un point de vue plus général, cette amélioration signifie que les transferts financiers nécessaires pour assurer l'équilibre budgétaire de la compagnie de réseau (ou un niveau de profit raisonnable) sont moins importants dans un régime de prix contingents. La source potentielle d'inefficacités que constitue ce transfert[167] s'en trouve diminuée. En particulier, les arbitrages réglementaires entre consommateurs de transport et autres clients du réseau en sont facilités. En conséquence, les coûts de réglementation peuvent être diminués.

En revanche, l'incertitude sur le profit s'accroît dans un régime de prix contingents (ligne (5) du tableau). On peut supposer que cette incertitude induit à l'inverse du phénomène précédent un surcoût dans la réglementation de la compagnie de réseau.

Voir notre analyse dans la section 4.3.

4.5.3. Anticipations divergentes des agents économiques

Le modèle présenté ici offre des perspectives intéressantes pour analyser les effets de certains problèmes informationnels. Par exemple il se peut que la compagnie de réseau connaisse mal les caractéristiques de la demande, qu'elle surévalue son élasticité-prix ou qu'elle sous-évalue sa variabilité aléatoire. Ou bien, il se peut que les consommateurs anticipent mal le niveau moyen des prix. Le modèle précédent permet de représenter les effets de ces biais informationnels sur les décisions d'investissement, la valeur du surplus social ou le partage de ce surplus entre les agents. Ceci provient de ce que l'on peut représenter deux phases de décisions, des décisions 'de long terme' sur base d'informations anticipées, et des décisions 'de court terme' sur base d'informations observées qui peuvent être partiellement divergentes (la première phase influant de surcroît sur la seconde). Discutons brièvement un de ces cas, dont l'importance dans la réalité ne fait guère de doute.

Exemple — La compagnie évalue mal l'intensité de la demande. Formellement, cela signifie que la compagnie substitue à α une valeur $\alpha_a \neq \alpha$. On considère le régime tarifaire uniforme : la compagnie affiche un prix p_a, attend une demande q_a, et investit au niveau K_a où les valeurs de p_a, q_a, et K_a sont obtenues en substituant α_a à α dans les expressions A.4.16, A.4.17 et A.4.20. La valeur de $q_0 = \alpha - 2\beta\sqrt{vf}$ est également modifiée dans ces expressions. Cependant q_0 n'intervient que dans les infiniment petits d'ordre 2. Si l'on suppose que l'évaluation de la compagnie est proche de la réalité ($\alpha_a \approx \alpha$), on peut négliger dans les formules l'effet de la variation de q_0 (infiniment petit d'ordre supérieur à 2). On a alors :

$$p_a = p$$

$$q_a = q + \alpha_a - \alpha$$

$$K_a = K + \alpha_a \sqrt{\frac{v}{f}}\left(1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}\right)$$

Le prix affiché est le prix socialement optimal, mais l'investissement n'est pas optimal. On peut mesurer la perte d'efficacité induite :

$$W_a - W^* = -fK_a - v\frac{q^{*2} + \sigma_\varphi^2}{K_a} + 2fK$$

$$= -fK_a - f\frac{K^2}{K_a} + 2fK \qquad \text{(d'après A.4.11)}$$

$$= -\frac{f}{K_a}(K_a - K)^2 < 0$$

4.5.4. Portée des résultats obtenus

La comparaison entre régimes tarifaires ne fournit pas dans le cadre de notre modèle de résultat clairement tranché. On peut cependant avancer une conclusion qualitative : en effet, la prise en compte des coûts d'administration et d'utilisation des prix contingents suggère qu'en l'absence de bénéfices directs nets en termes d'efficacité (accroissement du surplus social), l'avantage des prix contingents n'est pas probant. Le bénéfice d'un meilleur recouvrement des coûts ne doit pas être négligé ; il ne pourrait cependant être étudié de façon formelle que dans le cadre d'un modèle plus général.

La portée pratique de ce modèle est évidemment dépendante de la validité des hypothèses sous-jacentes. Considérons-les sucessivement. Nous avons d'abord supposé que les deux sources d'aléas *(q>* et *y/)* étaient indépendantes, loi qui n'est certainement pas rigoureusement vérifiée : en particulier, le coût marginal de production d'électricité est très corrélé au niveau de la demande. Cependant nous avons souligné plus haut le découplage partiel entre les fluctuations des quantités d'énergie fournie et celles des flux sur le réseau[168]. Cette hypothèse paraît donc justifiée en première approximation. Ce choix est également rendu nécessaire par le fait que l'on ne possède pas une connaissance fine des phénomènes modélisés (notamment sur l'ampleur de l'aléa par rapport aux prévisions de consommation de transport). En d'autres termes l'amélioration du modèle passe par des études économétriques. La même remarque vaut pour la pseudo-élasticité /?'.

Une autre hypothèse est implicite dans le fait que le modèle ne représente pas les effets de la saturation des lignes. La prise en compte de T'inélasticité' des lignes ne semble toutefois pas devoir inverser les principaux résultats obtenus en en ce qui concerne les transferts financiers vers la compagnie, ou la variabilité de son profit. Car l'effet principal de l'inélasticité, qui est de renforcer l'accroissement du coût marginal de transport en fonction du flux transporté, apparaît essentiellement comme un prolongement du phénomène représenté par le modèle. Pour le reste nous renvoyons aux discussions des sections 4.1. et 4.2.

En particulier, les 'pointes' ne coïncident pas nécessairement.

Sur un plan plus général, le problème qui nous occupe ici est de choisir la moindre de deux inefficacités. En optant pour un tarif uniforme alors que les coûts sont fluctuants, on crée des inefficacités parce que le signal tarifaire est inapproprié. En optant pour un régime de prix contingents, on restaure théoriquement les conditions de l'efficacité, à condition que les agents soient en mesure d'adapter leurs comportements à ces signaux.

De ce point de vue, l'une des justifications les plus contestables du régime de prix contingents est parfaitement résumée dans cet argument 'théorique' :

> «Dans le principe, la question de savoir si les utilisateurs du réseau peuvent ou non adapter leur comportement à des différenciations tarifaires est sans objet, puisque l'efficacité économique requiert seulement que les prix reflètent adéquatement les coûts et ne présuppose aucunement que les agents économiques peuvent y adapter leur comportement.»^

Cette formule traduit à l'évidence une conception limitée de l'efficacité économique, car il ne sert à rien de mettre en oeuvre un *dispositif coûteux* pour émettre des signaux tarifaires qui ne produisent *aucun gain* d'efficacité dans le comportement des agents économiques qui les reçoivent.

[169] National Grid, *op. cit.*, p. 21. Les économistes de la compagnie anglaise mobilisent cet argument dans un autre contexte (celui de la differentiation géographique des prix), mais il est d'application immédiate à la question discutée ici.

CONCLUSION DE LA DEUXIÈME PARTIE

D est utile à ce point de notre étude de résumer les principales étapes du chemin parcouru et de dessiner les voies que nous nous apprêtons à explorer. Nous sommes partis d'une loi bien connue : dans le cadre du modèle théorique de base le coût marginal de court terme constitue la référence en matière d'efficacité tarifaire. Nous avons consacré cette deuxième partie à l'analyse des obstacles opposés par la réalité à la vérification de cette loi : externalités, non-convexités et coûts de transaction.

L'existence de fortes externalités, résultant des lois physiques de l'électricité (lois de Kirchhoff), est la première raison invoquée pour annoncer l'échec de la règle de vente au coût marginal. L'argumentation est théoriquement soutenable. Qu'en est-il en pratique ? Nous montrons sur la base d'exemples simples que les coûts marginaux de court terme (tels que les formalise la théorie des prix *spot)* internalisent les interactions générées par la seconde loi de Kirchhoff (sections 3.1 et 3.2).

Ce résultat suppose cependant qu'une coordination économique d'ensemble est réalisé par une instance centrale. L'analyse des services de transport 'de zone à zone' (i.e. des services de transport comportant plusieurs noeuds de départ et/ou d'arrivée) montre en particulier que la compagnie transporteuse ne peut réellement établir le coût marginal de tels services que si elle dispose *a priori* d'informations de nature globale sur le système (y compris sur les décisions qui seront prises par les zones émettrice et/ou réceptrice) à la marge de l'optimum (point 3.1.4). Ceci constitue une hypothèse informationnelle forte et suppose notamment que les différents agents économiques ont des intérêts communs (ou, de façon équivalente, que chacun recherche l'intérêt collectif). Les évolutions réglementaires décrites dans la première partie font percevoir l'audace d'une telle hypothèse.

Certains auteurs choisissent pourtant de ne retenir des coûts marginaux de court terme de transport que leur propension (qui n'est vérifiée qu'en principe) à *"résumer la totalité de l'information relative aux interactions au sein du réseau"*. Ils soutiennent que cela rend possible une plus grande décentralisation des décisions économiques au sein des systèmes électriques. Le point d'aboutissement de cette évolution, parfois explicitement formulé,

est une régulation essentiellement marchande[170] des systèmes électriques (section 3.3).

Cette proposition ne se heurte pas seulement aux contraintes informationnelles relevées plus haut, mais également à d'autres limitations de l'efficacité tarifaire des coûts marginaux de court terme. Ce sont d'abord différentes formes de non-convexités dans les coûts de réseau (sections 4.1 à 4.3) qui renforcent la nécessité d'une instance centrale pour l'optimisation des décisions de long terme (investissements) et pour l'élaboration des signaux tarifaires de court terme (qui peuvent s'écarter des coûts marginaux de court terme de production du service).

La prise en compte de ces obstacles à la tarification au coût marginal de court terme nous a conduit à proposer une règle pratique conciliant efficacité et équité économiques (section 4.4).

C'est ensuite l'extrême complexité du message tarifaire véhiculé par les coûts marginaux de court terme, *a fortiori* s'il s'agit de coûts contingents (modifiés par exemple à une fréquence horaire en fonction des conditions d'exploitation observées). Il s'agit de s'assurer que les coûts de mise en oeuvre d'un tel signal tarifaire n'excèdent pas les gains d'efficacité qu'il permet. Nos premières analyses (section 4.5) conduisent à des conclusions mitigées ; elles devront être prolongées par des études de type économétrique.

Sur ce dernier point, les considérations de coûts de transaction sont essentielles. Mais à un niveau plus général, les coûts de transaction sont au coeur de la réponse aux deux questions fondamentales suivantes : quel degré de décentralisation des décisions peut efficacement être recherché ? dans quelle mesure le prix du transport doit-il en refléter le coût (marginal) ? L'on sait malheureusement que les coûts de transaction, coûts indirects d"utilisation du mécanisme des prix', sont très difficiles à évaluer. Le raisonnement pragmatique, autant que l'analyse formelle, doit guider la décision réglementaire.

Etude du cadre réglementaire

Ayant traité des questions d'efficacité tarifaire, nous n'avons parcouru qu'une partie du chemin qui doit nous mener au terme de notre étude. Divers éléments, dont on mesurera progressivement l'importance, viennent

'° Nous nommons 'régulation marchande' celle qui résulte des seuls mécanismes de la concurrence.

en effet singulièrement compliquer notre cadre d'analyse. D'abord le marché de la consommation d'élèetricité a été considéré jusqu'ici comme homogène, et caractérisé par une fonction de demade agrégée. Il est en fait profondément hétérogène. En particulier certains consommateurs disposent d'un pouvoir de marché [171]. Les dysfonctionnements induits par cette hétérogénéité sont renforcés par le comportement stratégique de la compagnie de réseau. En position de monopole, celle-ci ne cherche pas (ou pas nécessairement) à maximiser le bien-être collectif. Enfin, comme nous l'avons soutenu dans la première partie de notre étude, les buts poursuivis par le régulateur ne se limitent pas à l'efficacité tarifaire (ou même à l'efficacité productive). Il prend notamment en compte des obligations de service public, dont il chargera le plus souvent la compagnie de réseau.

Ces différents éléments ont en commun qu'ils sortent du cadre strict de l'efficacité tarifaire pour soulever des questions de réglementation. C'est à ces questions que nous nous consacrerons désormais.

[171] Au sens strict, le pouvoir de marché est le pouvoir d'influer sur les prix du marché. Le principe théorique d'équilibre général suppose l'absence totale de pouvoir de marché.

PARTIE C.
LA RÉGLEMENTATION DE L'ACCÈS AUX RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

INTRODUCTION

«(...) *une réflexion sur les prix d'accès ne peut pas s'effectuer indépendamment d'une vision d'ensemble de la réglementation*»^

La réglementation des activités économiques par la puissance publique a pour objet de pallier certains dysfonctionnements qui résulteraient de l'application d'une politique de concurrence pure. L'existence d'effets externes, la présence de non-convexités et la prise en compte des coûts de transaction, éléments que nous avons considérés dans la partie précédente, contribuent à justifier l'intervention publique dans l'économie. Les questions d'efficacité tarifaire qui nous ont occupés dans les deux derniers chapitres ne sont donc pas détachées de toute considération réglementaire. Plutôt, nous avons raisonné jusqu'à présent dans un cadre simplifié, où la 'nature économique' présente les imperfections que nous venons de recenser ci-dessus mais où ces imperfections sont prises en compte par un agent économique 'bienveillant'[2] (la compagnie d'interconnexion) soucieux de promouvoir l'intérêt général[3].

Dans ce cadre simplifié, nous nous sommes donc placés du point de vue d'un monopole bienveillant, possédant et exploitant un réseau électrique d'interconnexion, qui cherche à déterminer les prix optimaux de vente des services qu'il fournit et à adopter une politique optimale d'investissement[4]. Nous avons considéré que les clients du réseau étaient dépourvus de tout pouvoir de marché[5] ; dès lors leur comportement, uniquement guidé par les prix (optimaux) annoncés, était nécessairement optimal.

Jean-Jacques Laffont et Jean Tirole, «Libéralisation et charges d'accès», *mimeo* (Toulouse: Institut d'économie industrielle, 8 mars 1994,19 p.), p. 17-8.

'bienveillant' est ici une traduction plus appropriée de l'adjectif anglais 'benevolent' que le terme 'benevolent' parfois employé.

La définition rigoureuse de l'intérêt général est une question théorique ouverte et partiellement indéterminée. Pour une discussion approfondie des enjeux théoriques de cette définition, et notamment des questions soulevées par l'agrégation des préférences individuelles, on se reportera à Serge-Christophe Kolm, «Choix social, choix collectif, optimum social», 90 *Revue d'économie politique* 246-54 (n°3, 1980).

C'est un des effets de la réglementation publique d'avoir organisé l'activité d'interconnexion électrique sous la forme d'un monopole plus ou moins étendu aux activités connexes de production, de distribution et de fourniture d'électricité (voir la première partie de notre étude).

i.e. qu'aucun client n'est individuellement en mesure d'influer sur les prix.

La réalité n'est à l'évidence pas aussi pure, et les situations abondent où certains agents défendent, et sont en mesure de faire prévaloir des intérêts privés divergents de l'intérêt général. Dans le cas qui nous occupe, ces situations entrent dans l'une ou l'autre de deux grandes catégories. D'une part, la compagnie peut adopter des règles de gestion sous-optimales, sans conséquence pour sa viabilité économique compte tenu de son statut de monopole, mais génératrice de surcoûts superflus.

D'autre part la compagnie de réseau peut avoir un comportement discriminatoire, abusivement favorable à certains producteurs et/ou à certains consommateurs. Il peut s'agir de discrimination 'active' lorsque la compagnie organise sciemment des transferts de revenus injustifiés entre ses différents clients ; ou bien de discrimination 'passive' lorsque elle s'accommode de l'expression du pouvoir de marché de tel ou tel agent économique (ou coalition d'agents)[6].

Au-delà des aspects d'efficacité sectorielle que nous venons de recenser, la réglementation publique peut poursuivre, et poursuivra le plus souvent, d'autres objectifs. Ces objectifs peuvent interférer avec la définition des règles d'accès au réseau[7], et c'est à ce titre qu'elles nous intéressent ici. L'analyse des évolutions réglementaires en Europe et aux Etats-Unis menée dans la première partie nous conduit à étudier plus particulièrement les questions de politique énergétique, de politique industrielle et de service public.

Dès lors, la troisième partie de notre étude est structurée comme suit. Le cinquième chapitre est consacré aux conditions effectives de l'efficacité économique du secteur électrique. Dans le sixième chapitre, nous élargissons la discussion aux enjeux plus généraux de la réglementation du secteur.

Dans l'ensemble de cette partie, le terme de réglementation désignera l'édiction de règles (au sens le plus large) par la puissance publique en vue d'atteindre les objectifs de politique économique qu'elle s'est donnés. Le régulateur désigne l'instance (lorsqu'elle existe) en charge de mettre en oeuvre la réglementation.

Dans ce dernier cas, on peut même concevoir que sa responsabilité ne soit pas engagée. Par ailleurs, la réglementation dont l'objectif est de pallier ces dysfonctionnements peut elle-même être discriminatoire ou permettre la discrimination.

Nous avons vu, par exemple, comment les règles d'accès pouvaient être déformées pour tenir compte d'un objectif de politique énergétique (voir points 2.1.2 et 2.2.2).

CHAPITRE 5.

LES CONDITIONS RÉGLEMENTAIRES DE L'EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES OUVERTS

Dans ce chapitre, nous abordons d'abord la question de la politique d'investissement de la compagnie de réseau, en faisant explicitement apparaître la relation que cette question entretient d'une part avec la forme des prix d'accès au réseau et d'autre part avec la nature de la réglementation du profit de la compagnie. Dans la deuxième section, nous discutons sur la base d'un modèle élémentaire de la manière dont la non-discrimination en matière de règles d'accès au réseau est susceptible d'interférer avec les prix des contrats de fourniture d'énergie.

5.1. L'efficacité de la compagnie de réseau

Dans la conception traditionnelle, la réglementation (i) de la règle tarifaire (qu'il faut distinguer du contrôle du niveau des tarifs[8]), (ii) du profit de la compagnie réglementée et (iii) de son efficacité (en particulier de la justification économique de ses investissements) sont pour l'essentiel considérés comme trois problèmes distincts. Selon les contextes, on prônera une tarification au coût marginal (préconisée par la théorie) ou au coût moyen (largement pratiquée)[9] . On autorisera la compagnie (généralement privée) de service public à recevoir un profit raisonnable ou bien on astreindra l'entreprise (plutôt publique) de service public à un profit nul[10]. On cherchera *par ailleurs* à s'assurer que la compagnie réglementée prend des décisions (notamment d'investissement) économiquement justifiées[11]. Le

La première porte sur la structure des tarifs, les critères légitimes de différenciation tarifaire, etc. Le second sur le prix relatif du bien considéré et son évolution.

Lorsqu'on voudra préserver l'ambiguïté on parlera de tarification 'orientée vers les coûts' en se gardant de préciser lesquels (coûts marginaux ou coûts moyens).

•* Ce qui revient toujours *in fine* à déformer les coûts marginaux en des coûts moyens (dont les prix de Ramsey-Boiteux constituent une forme optimale).

[1] Séparation des missions que Marcel Boiteux traduit en ces termes : «(...) le principe de la vente au coût marginal est applicable à des installations existantes mais ne saurait commander, à lui seul, la politique de l'investissement.» («La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal», 58 *Revue Générale de*

principe de vente au coût marginal édicté par la théorie ne se réfère qu'aux effets des prix sur la demande. Quant à la compagnie, sa mission consistera en pratique à satisfaire au moindre coût la demande qui se manifeste aux prix optimaux. Dans cette conception, la règle tarifaire n'incite la compagnie réglementée ni à l'efficacité ni d'ailleurs à l'inefficacité dans sa gestion et sa politique d'investissement.

La nouvelle théorie de la réglementation, comme les nouvelles pratiques, modifient sensiblement cette perception des choses. Dans le cadre le plus général proposé par la théorie incitative de la réglementation, la forme des prix de vente des biens et services de la compagnie réglementée produit des effets incitatifs, i.e. incite plus ou moins la compagnie à l'efficacité économique[12]. Dans la pratique, la nouvelle forme de réglementation, dite par 'plafonnement des prix' *(price cap regulation)* relie les questions d'efficacité tarifaire et d'incitations[13]. Cette dépendance (et plus généralement la nécessité même d'une réglementation incitative) s'explique par l'asymétrie d'information entre le régulateur et l'entreprise réglementée, désormais explicitement prise en compte[14].

Les débats actuels sur les règles d'accès aux réseaux électriques reflètent cette évolution des cadres d'analyse. On trouve fréquemment dans la littérature l'argument selon lequel la règle de tarification du transport au coût marginal de court terme doit être rejetée parce qu'elle incite la compagnie de réseau à sous-investir. Les économistes de la compagnie britannique NGC, déjà cités, notent au détriment de la tarification au coût marginal (sans toutefois en tirer de conséquences opératoires) :

l'Electricité 288 (n° 8, 1949), repris dans Electricité de France (Etudes économiques générales), *Les principes de tarification d'Electricité de France* (Paris : EdF, 1987, pp. 159-209), p. 178.)

[2] Même si, de l'avis même des théoriciens, cette loi générale ne doit pas être systématiquement prise en compte : «Au contraire, nous considérons que la distinction *(dichotomy)* entre la règle de remboursement des coûts comme dispositif incitatif et la tarification comme dispositif allocatif constitue un bon arbitrage.» (Jean-Jacques Laffont & Jean Tirole, «The Regulation of Multiproduct Firms, Part I: Theory», 43 *Journal of Public Economies* 1-36 (1990), p. 32.)

' Voir une discussion instructive dans Jean-Jacques Laffont, «Nouvelles formes de réglementation», *Communications & Strategies* 15-29 (n°4, 4ème trimestre 1991).

* A la suite des travaux pionniers de David P. Baron & Roger B. Myerson, «Regulating a Monopolist with Unknown Costs», 50 *Econometrica* 911-30 (n° 4, July 1982). Roger B. Myerson, «Incentive Compatibility and the Bargaining Problem», 47 *Econometrica* 61-74 (1979).

«Le revenu tiré par la compagnie de transport par la vente au coût marginal de court terme s'accroît lorsque les pertes et les contraintes de réseau s'accroissent.»[15]

Adoptant un point de vue plus théorique, Michael Einhorn observe de façon similaire :

«Bien qu'Averch et Johnson aient montré que les compagnies réglementées pouvaient être incitées à sur-investir, des événements survenus au cours de la dernière décennie ont clairement inversé ce mécanisme (...) Si le régulateur impose la vente au coût marginal de court terme, les compagnies réglementées peuvent sous-investir dans le but d'accroître les coûts de court terme de congestion [du réseau], et du même coup leurs profits.»[16]

Et même William Hogan, ardent défenseur des prix *spot* conclut dans le même sens sa présentation du concept de *contract network* (quoiqu'avec davantage de circonvolutions) :

«Il serait surprenant que les propriétés incitatives naturelles du réseau contractuel *{contract network)* conduisent aux décisions optimales en matière d'investissements de réseau. En présence d'économies d'échelle, on s'attendrait plutôt à ce que les bénéfices liés au renforcement du réseau soient importants, mais qu'ils puissent cependant être insuffisants pour justifier le renforcement aux yeux de l'opérateur privé, sur la seule base des revenus provenant de la perception des rentes de congestion.»[17]

Cet argument (récurrent) mérite examen. D'une part, si on l'admet pour le transport d'électricité, il convient de l'étendre à tout secteur de monopole réglementé ; le mécanisme dénoncé (qui fait que le coût marginal de court terme est majoré par un sous-investissement) est suffisamment général. D'autre part cette analyse ne fait pas l'unanimité :

«Le bénéfice social d'un investissement [de réseau] est égal au bénéfice [privé] que cet investissement procure à la compagnie de réseau, de sorte que les décisions optimale pour la société et optimale pour la compagnie de réseau coïncident lorsque les transactions sont valorisées aux prix *spot.*»™[18]

Cette dissonance peut intriguer, dans la mesure où ces différents auteurs se réfèrent à la même notion de coût marginal de court terme de transport.

[15] M.C. Calviou *et alii, op. cit.,* p. 386.

[16] M. Einhorn, XXX, p. 174.

[17] W. Hogan, 1990, *op. cit.,* pp. 45-6.

[18] *Spot Pricing of Electricity,* p. 247.

En fait, elle résulte d'hypothèses différentes sur la forme de la fonction de coût de réseau.

Mais l'essentiel n'est pas là. Comme nous nous proposons de le discuter ici, l'argumentation précédente est refutable parce qu'elle traite d'une question essentiellement réglementaire en ignorant précisément sa dimension réglementaire[19]. En replaçant la question dans un cadre réglementaire, et notamment en prenant explicitement en compte l'environnement informationnel du régulateur, on constate que cette argumentation doit être précisée, en principe et en pratique.

5.1.1. Un modèle de réglementation

Le problème réglementaire peut être énoncé ainsi : étant donné une définition de l'optimum social[20], quelles actions le régulateur doit-il entreprendre pour amener la compagnie réglementée à prendre les décisions les meilleures relativement à cet optimum, compte tenu de ce que sait le régulateur (environnement informationnel) et de ce qu'il peut faire (instruments de réglementation) ? Par rapport à cet énoncé, qui vaut en théorie mais également en pratique, le raisonnement décrit précédemment présente deux lacunes.

D'une part il suppose que les recettes de la vente au coût marginal sont les seuls revenus de la compagnie de réseau. Or il est communément reconnu (et en tout cas par les auteurs cités ici) qu'une telle règle voue la compagnie de réseau au déficit. Comme les définitions traditionnellement admises de l'optimum social supposent *a minima* l'équilibre budgétaire de la compagnie réglementée, le problème n'est pas convenablement posé : il faut prendre en compte un mécanisme d'équilibrage budgétaire qui dans la réalité existerait nécessairement. (Supposons pour fixer les idées qu'il prend la forme d'un péage fixe d'accès au réseau pour les différents clients, calculé pour que la compagnie équilibre ses comptes.) Dans ce cas, l'incitation à sous-investir disparaît (du moins en suivant un raisonnement analogue au précédent) : si la compagnie majore ses recettes marginales (par quelque

' Sauf pour dire (Hogan) qu'une réglementation sera nécessaire (mais laquelle et selon quelles modalités ?), ou pour proposer (Calviou *et alii*, Einhorn) d'abandonner la règle marginaliste (mais à quel coût ?).

' Ou de l'intérêt général : nous avons déjà mentionné la difficulté que soulève cette définition sur le plan théorique.

moyen que ce soit), le régulateur réduira ses recettes de péage, pour maintenir l'équilibre des comptes[21].

D'autre part il ne traite pas de l'environnement informationnel du régulateur[22], ce qui conduit à un paradoxe. Soit le régulateur est omniscient ; il connaît en particulier la fonction de coût de la compagnie. Il peut alors l'astreindre à vendre au coût marginal, mais également à minimiser ses coûts ; l'argument tombe. Soit le régulateur est imparfaitement informé ; mais dans ce cas les coûts marginaux de court terme ne sont sans doute pas les premières informations auxquelles il ait accès. Il observera plus aisément des grandeurs telles que le coût total de la compagnie et les quantités d'*output* produites[23].

Nous proposons dans cette section un modèle simple qui précise sur certains points le problème réglementaire de l'accès aux réseaux électriques, avec un double objectif. Premièrement, on cherchera à comparer globalement les différentes options en termes de rente sociale et de partage de cette rente, pour ne pas privilégier une règle d'accès qui serait plus incitative pour le réseau mais moins efficace globalement. Deuxièmement on prendra en compte de manière explicite le problème informationnel du régulateur vis-à-vis des coûts de la compagnie réglementée[24], et ce par deux aspects : selon que le régulateur est en mesure ou non d'évaluer l'efficacité de gestion de la compagnie réglementée ; selon qu'il peut ou non observer le coût marginal de transport. Nous compléterons cette discussion par des exemples tirés de la pratique réglementaire.

On considère comme dans le chapitre précédent une géographie minimale à deux noeuds. Le coût de réseau par unité de temps (typiquement, l'année) est de la forme :

[1] Ceci ne crée pour autant aucune incitation à investir efficacement.

[2] Sauf Einhorn, mais il ne traite pas le problème jusqu'au bout. Ayant bien souligné les difficultés pour le régulateur à contrôler les prix *spot* pratiqués par la compagnie ou sa politique d'investissement, il préconise leur abandon au profit d'une réglementation par plafonnement des prix qui incite la compagnie à minimiser ses coûts, mais il ne compare pas l'effet de sous-investissement et l'effet de surtarification en termes de diminution de surplus, ni l'effet du plafond de prix (que d'ailleurs Einhorn ne précise guère) sur le profit de la compagnie de réseau.

' Voir par exemple Jean-Jacques Laffont et Jean Tirole, «Using Cost Observation to Regulate Firms», 94 *Journal of Political Economy* 614-41 (n° 3,1986).

* «Le problème essentiel à nos yeux de la réglementation (...) est celui des asymétries d'information sur les coûts.» (J.J. Laffont, *op. cit.*, p. 20).

$$C(q,K) = F + fK + v\frac{q^2}{K} \qquad (5.1.1)$$

où q est le flux transporté, considéré comme constant sur la durée de l'unité de temps. La compagnie de transport peut être vue ici comme une compagnie intégrée[25] qui fournit à la marge un service de transport à des tiers. On considère que le flux q est la somme de deux services, un service de transport 'pour compte propre' donné par la fonction de demande :

$$q_0(p_0) = \alpha_0 - \beta_0 p_0 \qquad (5.1.2.a)$$

et un service de transit pour compte de tiers suivant une loi analogue :

$$q_t(p) = \alpha_t - \beta_t p_t \qquad (5.1.2.b)$$

Les demandes q_0 et q_t sont considérées comme indépendantes.

Les élasticités-prix des deux classes de consommateurs s'écrivent :

$$\varepsilon_0(p_0) = -\frac{\partial q}{q_0}\frac{p_0}{\partial p} = \frac{\beta_0 p_0}{\alpha_0 - \beta_0 p_0} \qquad (5.1.3.a)$$

et

$$\varepsilon_t(p) = -\frac{\partial q}{q}\frac{p}{\partial p} = \frac{\beta_t p_t}{\alpha_t - \beta_t p} \qquad (5.1.3.b)$$

En l'absence d'informations plus précises on supposera qu'à prix égal ces élasticités ont des valeurs comparables, ce qui entraîne :

$$\frac{\alpha_0}{\beta_0} \approx \frac{\alpha_t}{\beta_t} \qquad (5.1.4)$$

On supposera également que le flux de transit est petit par rapport au flux propre, c'est-à-dire :

$$\alpha_t << \alpha_0 \qquad (5.1.5)$$

L'utilité du service de transport pour les consommateurs de la compagnie (flux propre) est donc de la forme :

$$P(q_0) = \frac{\alpha_0 q_0 - \frac{q_0^2}{2}}{\beta_0} \qquad (5.1.6.a)$$

et celle des consommateurs de transit (flux tiers) :

$$P(q_t) = \frac{\alpha_t q_t - \frac{q_t^2}{2}}{\beta_t} \qquad (5.1.6.b)$$

L'expression du flux q transporté sur la liaison diffère selon que q_0 et q_t sont de même sens ou en sens opposés. Nous distinguerons dans la suite ces deux cas par les symboles suivants :

[25] De production-transport.

$\rightarrow \quad q = q_0 + q_t$

$\leftrightarrow \quad q = q_0 - q_t$

Le surplus social :

$$W(q) = P(q_0) + P(q_t) - F - fK - v\frac{q^2}{K} \qquad (5.1.7.a)$$

se décompose en le surplus des consommateurs de la compagnie (pour le service de transport) :

$$S(q_0) = P(q_0) - p_0 q_0 \,, \qquad (5.1.7.b)$$

le surplus des consommateurs de transit :

$$S(q_t) = P(q_t) - p_t q_t \,, \qquad (5.1.7.c)$$

et le profit de la compagnie :

$$\pi(q) = p_0 q_0 + p_t q_t - F - fK - v\frac{q^2}{K} \qquad (5.1.7.d)$$

-> $q = qo+q,$

<> $q = q_0-q,$

Le surplus social :

$W(q) = P(q_0) + P(q,)- F- fK-v\$-$ (5.1.7.a)

$K.$

se décompose en le surplus des consommateurs de la compagnie (pour le service de transport) :

%) = %) - M » ((5.1.7.b)

le surplus des consommateurs de transit :

$S\{q_t) = P\{q,)-p_l q_l,$ (5.1.7.C)

et le profit de la compagnie :

2

$*(q) = p_0 q_0 + p,q_l - F - fK - VY$ (5.i.7.d)

Nous étudions dans ce cadre différents comportements possibles de la compagnie de réseau soumise à réglementation (point 5.1.2). Pour chacun, nous caractérisons l'équilibre économique associé (les calculs sont reportés dans l'annexedu chapitre 5 à la fin du document). Les expressions obtenues pour les grandeurs économiques significatives (prix et quantités d'équilibre, niveau d'investissement, coût unitaire de production du service, surplus social et répartition de ce surplus entre les agents) ne peuvent être comparées sous leur forme analytique, trop complexe. Nous procédons donc à une simulation numérique qui rend cette comparaison possible. Les principaux enseignements de l'étude sont présentés (point 5.1.3). Il sont suivis d'une discussion de la pratique réglementaire en matière d'accès aux réseaux électriques (point 5.1.4). En conclusion, nous relions nos résultats aux éclairages proposés par la nouvelle théorie de la réglementation.

5.1.2. Quelques comportements possibles d'une compagnie de réseau soumise à réglementation

Nous présentons ici différents comportements possibles d'une compagnie réglementée. Chaque cas correspond à des hypothèses précises sur les informations dont peut disposer le régulateur, que nous nous attachons à

Comportement socialement optimal

La compagnie de réseau satisfait la demande *q*, minimise son coût et tarifie au coût marginal[26]. On néglige ici l'inefficacité provenant du non-recouvrement du coût total par les recettes de la vente au coût marginal de court terme *(cf* notre section 4.3).

En retenant par commodité d'écriture *qo* et *qt* comme variables de décision, la compagnie cherche à réaliser :

$$\underset{q_0, q_t}{Max}\left(\frac{\alpha_0 q_0 - q_0^2/2}{\beta_0} + \frac{\alpha_t q_t - q_t^2/2}{\beta_t} - F - fK(q) - v\frac{q^2}{K(q)}\right)$$

Si l'on suppose que le monopole n'est pas bienveillant, il doit être réglementé. La réglementation aboutit à l'optimum social si, d'une part, le régulateur est bienveillant (hypothèse que nous admettrons dans toute la suite) et parfaitement informé sur les conditions d'offre et de demande de l'activité réglementée, et si, d'autre part, le transfert de fonds publics vers le monopole est possible et réalisable à coût nul.

Comportement de monopole

En l'absence de contrôle réglementaire, la compagnie recherchant le profit maximal adopte un comportement de monopole ne conduisant pas à l'optimum social. Selon une règle classiquement étudiée, la compagnie minimise alors son coût et choisit les prix qui maximisent son profit. Elle réalise donc :

$$\underset{p_0, p_t}{Max}\left(p_0 . q_0(p_0) + p_t . q_t(p_t) - \underline{C}[q(p_0, p_t)]\right)$$

où *C* représente le coût optimal de transport de la quantité q lorsque K est optimisé.

Comportement de monopole bienveillant astreint à l'équilibre budgétaire

Supposons désormais que le transfert de fonds publics vers le monopole est impossible ou trop coûteux. Le monopole est alors astreint à équilibrer ses comptes. Si l'on continue de supposer que le régulateur est parfaitement informé (ou que la compagnie est bienveillante) on aboutit à l'optimum de second rang : la compagnie maximise le surplus social sous contrainte

[3] En d'autres termes on admet que la quantité *d'output* socialement optimale est égale à la demande qui se manifeste à l'équilibre lorsque la compagnie minimise ses coûts et tarifie au coût marginal. Cette approximation de la règle d'Allais permet de se dispenser du 'bureau central de planification' nécessaire pour le calcul rigoureux de la quantité optimale.

d'équilibre budgétaire. En retenant q_0 et q_t comme variables d'optimisation, elle réalise donc :

$$\underset{q_0,q_t}{Max}\left(\frac{\alpha_0 q_0 - q_0^2/2}{\beta_0} + \frac{\alpha_t q_t - q_t^2/2}{\beta_t} - F - fK(q) - v\frac{q^2}{K(q)}\right)$$

sous la contrainte :

$$p_0 q_0 + p_t q_t - F - fK - v\frac{q^2}{K} \geq 0$$

On sait que la résolution de ce programme conduit à adopter la règle de tarification de Ramsey-Boiteux (voir en annexe).

Comportement de monopole astreint à la tarification au coût marginal de court terme

Admettons maintenant que le régulateur ne connaît pas la forme de la fonction de coût du monopole. Par suite, il n'est pas en mesure de déterminer si le monopole se gère efficacement, en particulier s'il a une politique d'investissement efficace. En revanche nous admettrons que le régulateur peut observer le coût marginal du monopole et l'astreindre à vendre sa production sur base de ce coût marginal. C'est le cas de figure envisagé par les auteurs cités en introduction.

Le monopole astreint à la tarification au coût marginal peut accroître son profit en rationnant ses investissements par rapport au niveau économiquement optimal. On suppose que le régulateur est de surcroît en mesure d'empêcher la compagnie de réseau de percevoir une *rente de congestion*, où cette expression désigne le surprofit que la compagnie peut réaliser (i) en sous-dimensionnant le réseau, et (ii) en appliquant aux pointes artificiellement créées par ce sous-développement un prix supérieur au coût marginal.

En retenant K comme variable d'optimisation, le monopole s'attache alors à réaliser

$$\underset{K}{Max}\left(p_0(K).q_0(K) + p_t(K).q_t(K) - \left(F + fK + v\frac{q^2(K)}{K}\right)\right)$$

sous la contrainte réglementaire :

$$\begin{aligned} &\rightarrow \quad p_0(K) = p_t(K) = 2v\frac{q}{K} \\ &\leftrightarrow \quad p_0(K) = -p_t(K) = 2v\frac{q}{K} \end{aligned} \qquad (5.1.18)$$

et sous la contrainte technique

$q < K$

Comportement de rationnement libre

On suppose ici, à la différence du cas précédent, qu'en pratique le régulateur ne sera pas en mesure d'identifier les rentes indues de congestion[27]. La compagnie est alors libre de sous-investir dans une plus large mesure que dans le cas précédent et de capter librement une rente de congestion importante, en fixant le prix au niveau *a priori* supérieur tel que la demande est égale à la capacité rationnée[28].

Son comportement est alors analogue à un comportement de monopole, mais où la condition (5.1.8) de minimisation du coût est remplacée par une condition de saturation de la capacité.

5.1.3. Comparaison des différents comportements

L'annexe du chapitre 5 contient l'étude formelle des différents modèles de comportement caractérisés ci-dessus. La comparaison analytique de ces différents comportements est proscrite compte tenu de la complexité des expressions caractérisant l'équilibre économique. C'est pourquoi nous avons procédé à une étude numérique, dont les détails sont également contenus dans l'annexe en fin de document. Conservant une géographie à deux noeuds, nous modélisons le service de transport sur une ligne de 100 km.

Nous présentons et commentons ici les résultats les plus significatifs de cette étude numérique.

[7] M. Einhom *(op. cit.)* fait une hypothèse similaire. Cette hypothèse s'explique bien dans le cas d'une demande variable au cours du temps, que nous ne considérons pas ici. Dans ce cas, le régulateur peut difficilement distinguer entre une congestion efficace (phénomène de pointe) et une congestion indue.

* Si on suppose que la compagnie est libre de pratiquer des prix de rationnement au-delà de ce que commande la capacité du réseau, son comportement redevient le comportement de monopole décrit plus haut. En particulier, elle a alors intérêt à minimiser ses coûts en fonction des quantités rationnées caractérisant l'équilibre de monopole. Sous nos hypothèses, la capacité de réseau n'est pas saturée à l'équilibre de monopole.

grandeurs économiques / comportement	capacité K (MW)	flux q (MW)	prix $p_t p_o$ (cF/kWh)	coût moyen C(q)/q (cF/kWh)	surplus relatif % $100 * \frac{W}{W^*}$	partage de surplus social % $100 * \frac{S_0}{W}$	$100 * \frac{S_t}{W}$	$100 * \frac{\pi}{W}$
optimal	17 840	5 640	0,22	0,26	100	92	9	-1
monopole	8 921	2 821	3,42	0,28	75	31	3	66
ramsey	17 731	5 607	0,25	0,25	100	91	9	0
rationnement /coût diff.*	5 236	5 236	0,68	0,41	95	83	8	8
rationnement libre	2 618	2 618	3,65	0,46	69	29	3	68

(* compagnie astreinte à tarifer au coût différentiel - Notion définie dans la section 4.2.)

Table 5.1.1. Comportement de la compagnie de réseau soumise à réglementation. Etude numérique (valeurs centrales des paramètres).

Spécificité des comportements de monopole et de rationnement libre

Nous avons souligné dans la présentation précédente l'analogie formelle entre le comportement de monopole classiquement étudié dans la littérature et le comportement dit de 'rationnement libre'. Cette analogie est reflétée dans les résultats numériques (voir table 5.1.1). Ces deux comportements se distinguent par : une perte de suplus social notablement plus élevée ; des prix d'équilibre très élevés ou, de manière équivalente, des quantités d'équilibre très faibles. L'écart très important entre prix optimaux et prix de monopole s'explique en premier lieu par des élasticités-prix faibles. Mais cette analyse doit être affinée. On est alors conduit à moduler l'interprétation des résultats des valeurs numériques du tableau 5.1.1.

On remarque que les formules (A.5.4) qui caractérisent le comportement classique de monopole n'ont de sens que lorsque e > 1. Dans le cas contraire, i.e. lorsque — >1, les formules donnent des prix négatifs[29]! En d'autres termes :

Qui correspondent en fait à un minimum du profit.

«(...) observez qu'un monopole opère toujours dans une région de prix telle que l'élasticité de la demande est supérieure à 1. Là où l'élasticité est inférieure à 1, les recettes du monopole -et *a fortiori* son profit- sont des fonctions décroissantes des quantités (c'est-à-dire des fonctions croissantes des prix).»[30]

ce qui peut encore s'exprimer ainsi : tant que l'élasticité de la demande est inférieure à 1, le monopole à intérêt à augmenter le prix.

On vérifie simplement cette propriété. Exprimons le profit comme fonction du prix :

$$\pi(p) = p.q(p) - C(q(p))$$

où l'on suppose C convexe et différentiable. Montrons que c'est une fonction croissante du prix tant que l'élasticité est inférieure à 1. La dérivée de π par rapport à p s'écrit :

$$\frac{\partial \pi}{\partial p} = q + p\frac{\partial q}{\partial p} - \frac{\partial C}{\partial q}\frac{\partial q}{\partial p}$$

$$= q.\left[1 - \left(1 - \frac{1}{p}\frac{\partial C}{\partial q}\right).\varepsilon\right]$$

Lorsque l'élasticité est inférieure à 1 ($0 < \varepsilon < 1$), le terme entre crochets est nécessairement positif : le profit croît avec p[31]. Naturellement ce phénomène a une limite, une double limite en fait. D'une part, lorsque le prix devient très élevé, la quantité demandée s'annule. D'autre part, il est raisonnable de penser que l'élasticité est une fonction croissante du prix.

C'est ce qui se produit dans une certaine mesure pour une fonction de demande linéaire de la forme $q = \alpha - \beta p$. L'élasticité vaut $\varepsilon = -\frac{\partial q}{\partial p}\frac{p}{q} = \beta\frac{p}{\alpha - \beta p} = \frac{1}{\alpha/\beta p - 1}$. C'est une fonction croissante de p. Au-delà d'un certain prix, le produit $\left(1 - \frac{1}{p}\frac{\partial C}{\partial q}\right).\varepsilon$ devient supérieur à 1 en valeur absolue. Le prix p^m pour lequel ce produit vaut exactement -1 est le prix de monopole : au-delà le profit décroît en fonction du prix.

On peut alors analyser plus précisément la raison de l'écart important entre les comportements de monopole (monopole au sens classique et rationnement libre) et les autres comportements étudiés. Dans le cas d'une

---

[30] J. Tirole, *The Theory of Industrial Organization* (Cambridge, MA: MIT Press, 1988), p. 66.

[31] Pour certaines fonctions de demande telles que l'élasticité est inférieure à 1 quel que soit le prix, on montre que le profit tend vers l'infini avec p. Considérons la fonction de demande $q = Ap^{-\alpha}$. L'élasticité est constante et vaut α. Le profit s'écrit $\pi = Ap^{1-\alpha} - C(q(p))$. Lorsque α est strictement inférieure à 1, le profit tend vers $+\infty$ avec p.

demande linéaire, l'élasticité varie avec le prix comme indiqué dans la figure 5.1.1. Lorsque le prix socialement optimal est dans la région où l'élasticité est inférieure à 1, le prix de monopole tend à en être très éloigné, car l'élasticité croît lentement jusqu'à 1.

En revanche la croissance de l'élasticité en fonction de *p* est beaucoup plus rapide au-delà de 1. Les comportements de monopole et de rationnement libre, qui paraissent relativement proches (et éloignés des autres comportements) lorsque l'on compare les valeurs numériques des grandeurs considérées (surplus social, prix d'équilibre) subissent cet effet de seuil, qui disparaîtrait si l'élasticité croissait plus régulièrement en fonction du prix ou *a fortiori* si elle était d'emblée supérieure à 1. L'écart entre ces deux comportements et les autres comportements étudiés s'en trouverait réduit.

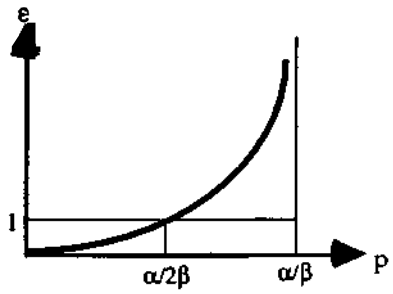


Fig. 5.1.1. Variation de l'élasticité en fonction du prix. Cas d'une fonction de demande linéaire

i — ^ ^ r———
^ a/p ^ P

Fig. 5.1.1. Variation de l'élasticité en fonction du prix. Cas d'une fonction de demande linéaire

Hiérarchisation des sources d'inefficacité

On remarque d'après la valeur de coût moyen que l'efficacité productive est considérablement dégradée dans le comportement de rationnement libre, y compris par rapport au comportement de monopole. Selon ce critère, le comportement de rationnement libre s'apparente davantage au comoportement de rationnement de la compagnie astreinte à vendre au coût différentiel. C'est que dans ces deux cas, la compagnie est incitée à ne pas minimiser ses coûts. Pourtant, l'étude numérique révèle qu'en termes de surplus (sous les réserves précédentes relatives à la forme de la fonction de demande), le comportement de monopole est beaucoup plus inefficace que le comportement de rationnement de la compagnie astreinte à vendre au coût différentiel. En d'autres termes, nous dirons que *l'effet-prix domine l'effet-coût comme source d'inefficacité.*

Cette hiérarchie ne semble pas devoir être remise en cause pour des valeurs de l'élasticité sensiblement différentes de la valeur centrale, comme l'attestent les courbes de la figure 5.1.2.

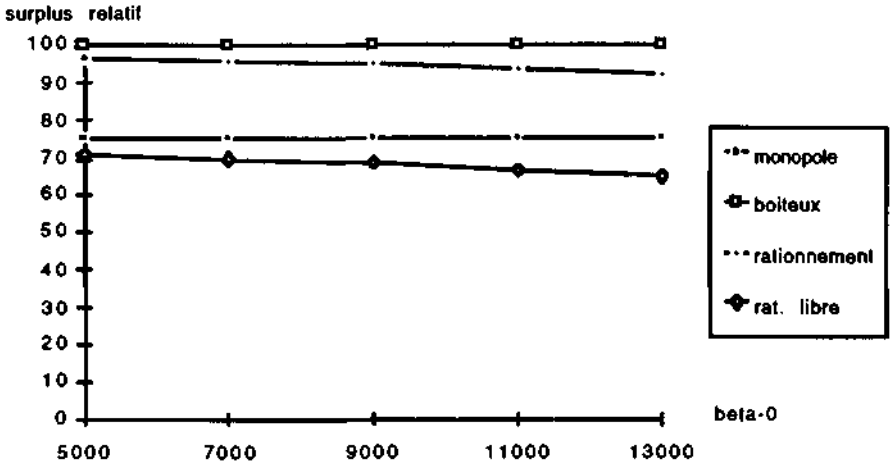


Figure 5.1.2. Variations en fonction de βo du surplus social pour dij comportements rapporté au surplus social optimal (%)

Figure 5.1.2. Variations en fonction de (io du surplus social pour différents comportements rapporté au surplus social optimal (%)

D'un point de vue pratique, cela signifie que l'effort réglementaire devrait en priorité porter sur le contrôle de la relation entre les prix et les coûts de la compagnie de réseau, plutôt que sur l'efficacité productive de cette dernière. Ce résultat, s'il était confirmé par des études économétriques réalistes, contribuerait à remettre en question l'argument selon lequel les prix *spot* (basés sur les coûts marginaux de court terme) doivent être rejetés parce qu'ils sont anti-incitatifs vis-à-vis de la compagnie de réseau[32]. Cette inefficacité-là est peut être moins importante que celle qui consiste à imposer un prix d'accès (ou un plafond de prix) plus ou moins arbitraire.

Une difficulté imortante ne doit cependant pas être sous-estimée, bien qu'elle ne soit pas mentionnée par les économistes cités plus haut : les coûts marginaux de court terme sont très fluctuants, et par là-même difficiles à contrôler. C'est la perception de cette difficulté qui a conduit la FERC dans son rapport de 1989[33] à proposer une structure de réglementation à deux niveaux : la FERC imposerait un plafond de prix pour les services de

[32] C'est-à-dire l'argument des auteurs cités en introduction de cette section.

[33] FERC Transmission Task Force, *Electricity Transmission: Realities, Theory and Policy Alternatives,* Report to the Commission (Washington D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, October 1989). Voir notre chapitre 2 (section 2.1).

transport de long terme ; en contrepartie une grande autonomie serait laissée aux compagnies pour fixer les prix des services de transport à court terme dans un environnement présumé suffisamment concurrentiel (donc tendant à rapprocher les prix des coûts marginaux de court terme).

Partage de la rente

Le régulateur doit être attentif à un paramètre supplémentaire : le profit de la compagnie de réseau. Comme le rappelle J.J. Laffont, il n'y a aucun problème de réglementation si l'on est disposé à abandonner à la compagnie réglementée l'ensemble du surplus des consommateurs[34], puisque dans ce cas la compagnie maximise le surplus social en maximisant son profit!

On vérifie à nouveau sur le critère du profit la similarité des comportements de monopole et de rationnement libre. Dans les deux cas, la compagnie de réseau s'approprie une part considérable de la rente de l'activité. On a cependant observé que cela ne la conduit pas à maximiser le surplus social. Cette divergence avec le principe précédent s'explique par le fait qu'on ne considère ici que les cas de tarification linéaire, alors que T'extraction' du surplus des consommateurs -sur quoi le principe repose- supposerait des tarifs non-linéaires complexes.

Ainsi, dans notre cadre de modélisation, les comportements de monopole et de rationnement libre cumulent les caractéristiques négatives du point de vue de la réglementation (inefficacité sociale et profit considérable pour le monopole). Cette analyse est confirmée pour des valeurs de l'élasticité sensiblement éloignées de la valeur centrale (voir figure 5.1.3). *A contrario,* astreindre la compagnie à vendre au coût différentiel garantit un bon niveau d'efficacité et procure à la compagnie de réseau un profit acceptable (du point de vue du régulateur). Ce pourrait donc être un arbitrage admissible pour le régulateur lorsqu'il n'est pas en mesure de promouvoir l'optimum social de premier ou de second rang.

[1] J.J. Laffont, *op. cit.* Ce raisonnement est originellement dû à M. Loeb & W. Magat, «A Decentralized Method for Utility Regulation», 22 *Journal of Law & Economics* 399-404.

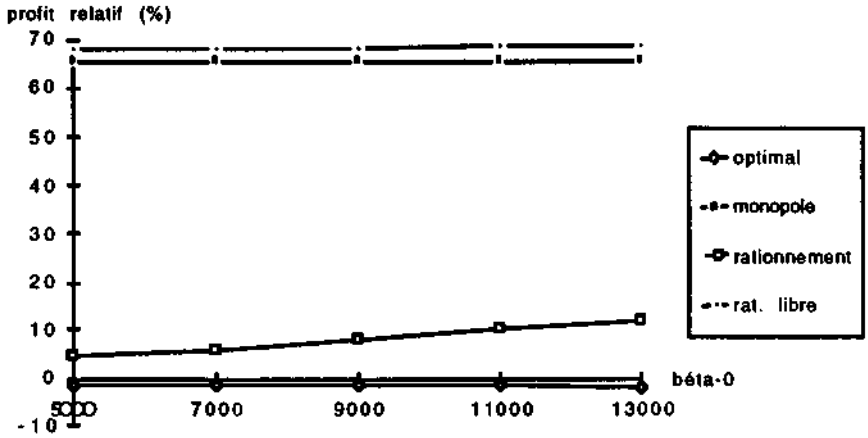


Figure 5.1.3. Variations en fonction de βo et pour différents comportements du profit rapporté au surplus social (%)

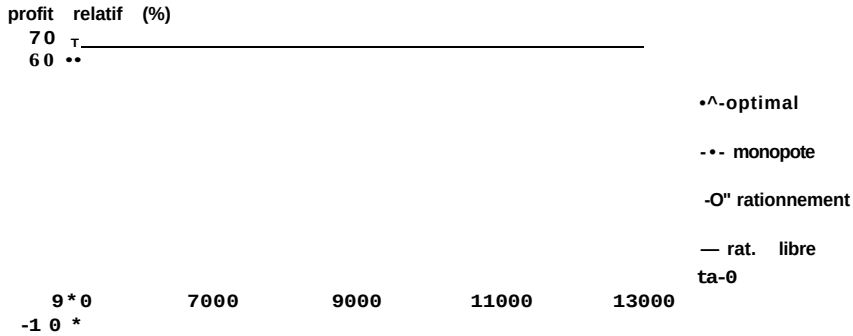


Figure 5.1.3. Variations en fonction de fio et pour différents comportements du profit rapporté au surplus social (%)

Péages

Comment l'analyse précédente est-elle modifiée par la prise en compte de péages d'accès au réseau, destinés par exemple à recouvrir le déficit produit par la vente au coût marginal ? Il faut distinguer deux cas. Si le régulateur ajuste le niveau du péage pour garantir à la compagnie de réseau un profit prédéterminé (sur base de l'observation de son coût total) , toute incitation à sous-investir disparaît quelle que soit la règle tarifaire adoptée. Si le régulateur opte pour un péage fixe, cela se traduit dans notre modèle comme un transfert forfaitaire des consommateurs vers la compagnie dont on soustrait le montant au coût fixe F. Le profit de la compagnie est accru du montant de ce transfert, le surplus des consommateurs diminué d'autant, et les prix d'équilibre pour les différents comportements étudiés sont inchangés puisque ce transfert représente un terme constant qui n'apparaît pas dans les conditions de premier ordre.

5.1.4. Réglementation pratique des prix d'accès aux réseaux d'interconnexion

En pratique, le problème de la réglementation des prix d'accès se pose dans deux contextes intitutionnels différents. Dans le premier cas, une compagnie de production-transport est tenue de fournir *à la marge* de ses opérations de transport pour compte propre un service de transport pour des tiers. Dans le second une compagnie 'séparée' de transport opère exclusivement pour le compte de producteurs et consommateurs

Réglementation des prix des services de transport à la marge

Le premier cas correspond à la situation théorique représentée par le modèle précédent, mais aussi à nombre de situations réelles. C'est par exemple la situation actuelle aux Etats-Unis où s'impose progressivement aux compagnies électriques une obligation de transport pour compte de tiers à des prix contrôlés par la commission fédérale de réglementation (FERC).

Dans ce contexte, la FERC a proposé dans des décisions récentes[35] un plafond de prix applicable aux services de transport de long terme :

$$\overline{p} = \text{Max}\left[\text{coût moyen}, \text{Min}(\text{coût incrémental}, \text{coût d'opportunité})\right]$$

Dans notre modèle, ce plafond a une expression très simple. En effet, s'il ne nous est pas possible de représenter le coût d'opportunité[36], on sait que le coût incrémental est dans notre modèle toujours inférieur au coût moyen $\frac{1}{q}\left(F + fK + v\frac{q^2}{K}\right)$ à cause des économies d'échelles introduites par le terme F[37]. Le plafond de prix est donc égal au coût moyen :

$$\overline{p} = \frac{1}{q}\left(F + fK + v\frac{q^2}{K}\right)$$

Rappelons que ce plafonnement ne s'applique pas à l'ensemble des flux sur le réseau de la compagnie, soit q, mais seulement à l'énergie transportée pour compte de tiers, soit q_t dans les notations précédentes.

L'adoption d'une réglementation par plafonnement des prix appelle deux commentaires principaux, relatifs l'un à son principe et l'autre à sa mise en oeuvre dans le cas qui nous occupe. Dans son principe, d'abord, le plafond

---

[35] Voir «FERC Rules on Penelec Opportunity Cost Case», *Edison Times* (March 1992), p. 15.

[36] Le coût d'opportunité n'est pas un coût de réseau mais le manque à gagner subi par la compagnie du fait des transactions pour compte propre auxquelles elle a dû renoncer pour fournir le service de transport.

[37] Le coût incrémental de transport de q_t lorsque q_t est de même sens que q_0 et que la capacité de réseau est ajustée vaut $2\sqrt{vf}q_t$ (puisque la fonction de coût de long terme est linéaire en q : $\underline{C}(q) = F + 2\sqrt{vf}q$) ; soit $2\sqrt{vf}$ par unité de q_t. Lorsque q_t est de sens opposé à q_0, onadmet plus difficilement que la capacité puisse être ajustée (elle devrait être diminuée), mais quoiqu'il en soit le coût incrémental de transport de q_t est alors négatif. Par ailleurs si l'on suppose comme précédemment que q_t est petit devant q_0, le coût moyen admet comme équivalent $\frac{F}{q_0} + 2\sqrt{vf}$. La comparaison démontre l'affirmation faite dans le texte. En pratique cependant, le coût 'incrémental' à consentir pour satisfaire une transaction supplémentaire peut être supérieur au coût moyen. Cela se produit par exemple si elle suppose un renforcement de réseau particulièrement coûteux.

s'applique à un prix uniforme. Il contraint donc au choix d'une règle de tarification uniforme. Ce choix conduit à éloigner sensiblement les prix des coûts marginaux, pour leur faire refléter le coût total du service.

Nous avons rappelé qu'une solution plus efficace dans certains cas était de recourir à un tarif binôme reflétant plus finement la *structure* des coûts, le prix variable restant proche du coût marginal et le péage fournissant à la compagnie les recettes supplémentaires que le régulateur estime justifiées. Les tarifs binômes (et les tarifs non linéaires en général) s'avèrent un outil plus adapté pour la mise en oeuvre de contrats de réglementation isssus de la littérature théorique, qui supposent des transferts forfaitaires vers les entreprises réglementés[38].

Une façon d'améliorer la réglementation par plafonnement des prix consisterait à distinguer deux plafonds distincts, le premier applicable à un péage d'accès au réseau et établi en référence aux coûts fixes (ou à certains coûts fixes) de la compagnie de réseau, le second applicable à un prix unitaire de transport et établi en référence aux coûts variables de la compagnie. La principale vertu de ce 'double plafond' serait de conduire à des structures tarifaires plus efficaces. Nous verrons plus loin que la réglementation de la compagnie anglaise de réseau tend à se rapprocher de ce modèle.

Mais le problème se pose alors de l'évaluation par le régulateur de ces différents coûts. En effet, s'il est souvent relativement aisé d'observer de façon externe le coût total de la compagnie, l'observation de ses sous-coûts est beaucoup plus délicate. Cette difficulté est particulièrement marquée dans le domaine du transport d'électricité. Ce sera notre deuxième remarque, d'ordre pratique cette fois, sur la réglementation par plafonnement des prix. Son efficacité suppose que le régulateur est en mesure d'observer les *quantités* de biens ou de services auxquelles le prix plafonné sera appliqué. Ce n'est pas le cas en matière de transport d'électricité : les quantités transportées ne sont pas observables, ce qui conduit le régulateur à retenir les quantités d'énergie fournies comme indicateur de la demande de transport. Ceci ne suffit d'ailleurs pas à résoudre le problème, car comme le remarque le régulateur australien :

' Voir Jean-Jacques Laffont, «Prix d'accès et observabilité des sous-coûts», *Le management des entreprises de réseau,* Conférence ENSPTT (Paris, 20-21 janvier 1992).

> «La relation entre les pertes et l'énergie fournie n'est pas linéaire. L'accroissement marginal des pertes peut valoir jusqu'au double du niveau moyen des pertes, et il peut être positif ou négatif.»[39]

En pratique, ces deux éléments rendent la réglementation par plafonnement des prix potentiellement discriminatoire, parce qu'elle impose une règle commune pour des services différents. Des services de fourniture comparables mais en des noeuds distincts du réseau peuvent induire des services de transport de nature et de coût très différents. Par exemple, un service de transport peut avoir un coût marginal négatif (voir en annexe les formules A.5.6 lorsque les flux sont de sens opposé). Il est en toute rigueur discriminatoire (et inefficace) de soumettre un tel service au même plafond de prix qu'un service générant un coût marginal positif. Mais inversement, l'allocation des coûts de réseau aux différents clients soulève d'importantes difficultés (étudiées dans la partie précédente).

Réglementation de l'accès à une compagnie dé-intégrée de transport

Les inefficacités précédentes sont peu apparentes lorsqu'elles concernent des quantités marginales d'énergie. Sont-elles encore acceptables dans un contexte où la compagnie d'interconnexion tire l'essentiel de ses ressources de la vente de services de transport ? Pour éclairer cette question, il est utile de considérer une compagnie de transport dé-intégrée. Le cas de la compagnie britannique *National Grid Company* (NGC) paraît d'autant plus intéressant qu'après quelques années d'existence, les choix réglementaires initiaux ont déjà été évalués et partiellement modifiés. L'étude du sens de ces modifications revêt un intérêt particulier.

Initialement NGC est réglementairement soumise à un plafond de prix partiel sur les seuls coûts fixes de réseau (coûts d'administration et coûts d'investissement)[40]. Les coûts variables liés aux services de transport (compensation des pertes, gestion des contraintes sur le réseau) et à la qualité de l'électricité (services 'ancillaires'[41]) sont directement supportés par les

[39] NGMC, *Transition to a National Electricity Market Appendices* (Sydney, Australia: National Grid Management Council, July 1993), appendix 2, p. 1.

[40] James Capel & Co, *Reshaping the Electricity Supply Industry in England and Wales* (Lon don: James Capel & Co Ltd, Feb. 1990), p. 14.

[41] Ce terme désigne les opérations nécessaires pour garantir des valeurs convenables de la tension et de la fréquence électriques, ainsi que pour doter le sytème d'une part d'une capacité de réponse aux variations importantes et imprévues de la production et/ou de la consommation, et d'autre part de l'aptitude à réalimenter le réseau après une panne (NGCS,

consommateurs (ou les fournisseurs) selon au moins trois mécanismes différents[42]. Il est intéressant de remarquer que, quel que soit le mécanisme, l'allocation des coûts variables de transport (y compris des contraintes sur le réseau) n'est pas différenciée géographiquement.

L'intuition acquise dans l'analyse du modèle précédent suggère que ce régime est particulièrement déséquilibré en matière de transport d'électricité : la compagnie est en effet fortement incitée à sous-investir pour diminuer ses coûts sur le segment où les prix sont plafonnés (et donc accroître son profit) tout en majorant les coûts variables de transport directement répercutés sur ses clients (et non réglementés). De surcroît, un plafond de prix global permet à NGC de pratiquer des prix discriminatoires.

Cette analyse est confirmée par l'évolution ultérieure de la réglementation de NGC. Nous avons déjà rapporté le débat entre NGC et le régulateur en matière de discrimination des prix d'accès[43]. En matière de contrôle du profit de la compagnie, l'action réglementaire a été énergique, à défaut d'être appropriée. Constatant les profits excessifs de NGC, le régulateur a largement modifié la règle d'indexation du plafond des prix. Alors que pour la période antérieure (avril 1990-mars 1993), l'indexation était égale à l'indice des prix de détail (RPI), elle devient beaucoup plus stricte pour la période

An Introduction to the Initial Pool Rules, document prepared for the Executive Committee (London: NGC Settlements, December 1991), p. 5).

* Les pertes de transport, égales à la différence entre l'énergie injectée et l'énergie prélevée sur le réseau d'interconnexion, sont affectées aux consommateurs en majorant d'un taux uniforme les consommations d'énergie mesurées *(consumer metered demand)* Le taux est calculé de manière que la consommation totale fictive obtenue, sur laquelle est basée la facture des consommateurs, soit égale à la quantité d'énergie injectée (consommation effective + pertes). Il est donc en gros égal au taux moyen des pertes. Le coût des services ancillaires se traduit dans la différence entre le prix d'achat de l'énergie aux producteurs et son prix de revente aux consommateurs (NGCS, *op. cit.*, p. 30-1). Le terme de majoration du prix de vente est appelé *Yuplift*. Les contraintes de réseau, qui ne sont pas prises en compte dans le dispatching optimal à partir duquel les prix du *pool* sont calculés, donnent lieu à une compensation des producteurs 'redispatchés' (i.e. les producteurs qui seraient compétitifs pour la période considérée mais dont la participation effective à la production est empêchée par des contraintes de réseau. Le coût qui en résulte, considéré comme un coût de production à part entière (bien qu'il ne corresponde pas à une production effective) est incorporé dans *Yuplift* (NGCS, *op. cit.*, p. 10).

[3] Voir le point 4.4.2. Cette évolution a résulté d'une demande expresse du régulateur : «Littlechild est depuis longtemps préoccupé par le fait que les prix d'accès ne constituent pas des signaux de localisation efficaces pour les nouveaux producteurs.» *(Power in Europe,* 17 juillet 1992, p. 4).

d'avril 1993 à mars 1997 (RPI - 3%)[44]. Si cette mesure a incontestablement contribué à réduire le profit de NGC, elle n'était pas de nature à corriger le comportement de sous-investissement auquel NGC était incité par la forme même de la réglementation.

C'est pourquoi en définitive le régulateur a été amené à considérer les coûts variables de transport et les mécanismes de report de ces coûts sur les consommateurs d'électricité. L'indicateur principal des coûts variables de transport sur le réseau de NGC est la majoration *(uplift)* appliquée aux prix d'achat de l'énergie aux producteurs et destinée à recouvrir certains de ces coûts. Or en un an entre 1990 et 1991 (pour la période d'avril à septembre), les paiements induits par *l'uplift* avaient déjà doublé[45]. Entre 1992 et 1993[46], ils se sont encore accrus de plus de 50 %[47].

Cette évolution semble trouver une explication naturelle dans le mécanisme de sous-investissement discuté plus haut. Un examen plus fin confirme cette analyse. Considérons en effet le tableau 5.1.2. Il révèle deux sources principales d'augmentation de *l'uplift*, dont la plus importante est l'accroissement des contraintes de réseau lié à une diminution relative de la capacité disponible par rapport aux flux transportés, c'est à dire à un sous-investissement ou une sous-disponibilité des lignes existantes (du moins au regard des critères précédemment en vigueur).

Période	Services ancillaires	Réserves	Contraintes de réseau	Disponibi-lité non prévue	Autres	Total
avr-sept 90	52.5	14.8	33.3	0.6	1.1	102.2
avr-sept 91	64.3	14.5	93	32.3	0.1	204.1

(Source : *Power in Europe*, 16 janvier 1992, p. 6.)

Table 5.1.2. L'accroissement des différents termes de /'uplift *(en millions de £)*

[44] *Ibid.*

[45] *Power in Europe,* 16 janvier 1992, p. 5.

[4^] En fait l'année fiscale est définie en Grande Bretagne du 1 avril au 31 mars de l'année suivante. 1992 désigne ici l'exercice budgétaire débutant en avril 1992.

[47] *Power in Europe,* 17 juin 1994, p. 5.

La seconde est l'accroissement du coût de 'disponibilité non prévue' des producteurs[48]. Il s'agit d'un coût de production sur lequel les décisions de la compagnie de réseau n'ont aucune influence directe. Il en va de même du coût des réserves et de certains services 'ancillaires'.

Notons que cette intrication au sein de *Vuplift* de coûts concernant directement la compagnie de réseau et de coûts échappant totalement à son contrôle illustre de manière éclatante la difficulté, y compris dans un système dé-intégré, de réaliser une séparation satisfaisante des coûts *{unbundling).* La discussion précédente en a montré les effets pervers en terme de réglementation. Ces coûts hybrides n'étant supportés ni par la compagnie de réseau, ni par les producteurs d'énergie, il n'est guère étonnant qu'ils se soient rapidement accrus, augmentant parallèlement les revenus de ces agents au détriment des consommateurs.

Le mécanisme réglementaire récemment mis en oeuvre en vue de maîtriser la croissance de *Vuplift* préserve en partie cette ambiguïté. Depuis le 1 avril 1994 et en accord avec le régulateur, NGC a mis en oeuvre un mécanisme auto-incitatif de contrôle de *Vuplift**[9]. Partant du niveau constaté pour l'exercice précédent (£592 millions), NGC s'est engagée à supporter 20 % des coûts *d'uplift* au-delà de £587 millions annuels, et en contrepartie recevra 30 % des économies réalisées en-deçà de £580 millions. Cet arrangement réglementaire inclut, mais sans considérations particulières les sources de coûts reflétées par *Y uplift* et sur lesquelles NGC n'a aucun contrôle.

Quant à la question la plus difficile, celle de la discrimination tarifaire potentielle entre les clients de NGC, elle n'a fait l'objet d'aucune décision réglementaire précise.

Conclusion

Dans cette section, nous avons étudié certains problèmes posés par la réglementation des services de transport d'électricité. Le régulateur poursuit trois objectifs principaux : inciter la compagnie de réseau à l'efficacité ; contrôler son profit ; limiter son pouvoir de discrimination. Optimalement,

' Il s'agit d'une rémunération incitant les producteurs du *pool* à maintenir en service une certaine capacité de production inemployée dans les conditions normales d'exploitation. L'accroissement de ce terme de *Vuplift* était dû à des actions stratégiques (au sens de la théorie des jeu) de producteurs pour majorer cette rémunération et -donc- leurs profits.

* Baptisé *Uplift Management Incentive Scheme (Power in Europe,* 17 juin 1994, p. 5).

la compagnie de réseau devrait minimiser ses coûts et vendre ses services au coût marginal, ce qui conduit à un déficit.

Si le régulateur est en mesure d'observer (plus ou moins) le coût marginal de la compagnie de réseau (ou les coûts marginaux pour les différents services de transport) mais non l'efficacité de sa politique d'investissement, la question se pose de savoir s'il doit plutôt chercher à astreindre la compagnie à vendre ses services au coût marginal, l'incitant alors à sous-investir pour majorer son profit, ou s'il doit lui imposer un prix-plafond, réglementation réputée plus incitative.

Le modèle développé dans cette section tend à suggérer que la première approche est moins inefficace qu'elle ne paraît *a priori.* Ceci résulte de l'utilisation par le régulateur d'une information supplémentaire, implicite dans notre modèle : le régulateur sait qu'à l'optimum la capacité de réseau n'est pas saturée. Si l'on suppose qu'il renonce à utiliser ou n'est pas en mesure de vérifier cette information, la perte de surplus induite est considérable[50].

A contrario, la réglementation par plafonnement des prix souffre de défauts importants : elle cède vraisemblablement un profit excessif à la compagnie de réseau (surtout s'il s'agit d'une compagnie de réseau dé-intégrée) ; elle laisse à ladite compagnie une liberté de discrimination trop importante. Ceci résulte de la structure de la fonction de coût de réseau, notamment de l'importance des coûts fixes, et de la difficulté à délimiter/observer les coûts de réseau séparément des coûts de production (quel que soit d'ailleurs le contexte institutionnel considéré).

Cependant le régulateur ne doit pas négliger l'inefficacité productive engendrée par la première forme de réglementation. Les études théoriques suggèrent d'ailleurs qu'en présence d'asymétries d'information, les prix sont supérieurs aux prix optimaux et les quantités d'*output* inférieures aux quantités optimales, ce que nous observons, mais que, lorsque la réglementation est optimale, la firme adopte la politique optimale d'investissement par rapport à cette quantité sous-optimale[51].

Dans cette section, notre objectif n'était pas de développer un modèle normatif de réglementation prenant en compte une fonction de coût non

' Comparer la perte de surplus résultant des comportements de rationnement contraint et de rationnement libre dans le tableau 5.1.1

[1] J.J. Laffont et J. Tirole, 1986, *op. cit.,* section V, p. 630-3.

linéaire et des structures tarifaires non linéaires. L'analyse visait plutôt à mettre en évidence un ensemble de mécanismes incitatifs (ou anti-incitatifs) relativement inhabituels, et à proposer une première hiérarchisation des inefficacités résultant de ces mécanismes.

Un principe pratique pour se rapprocher du contrat optimal de réglementation consiste à combiner la contrainte de tarification au coût marginal de court terme avec un transfert forfaitaire[52] des consommateurs vers la compagnie. En dissociant partiellement le revenu de la compagnie de réseau des recettes issues de la vente au coût marginal, ce transfert contribuerait à limiter l'effet néfaste de sous-investissement. On tend ainsi à se rapprocher des résultats issus des modèles théoriques qui, comme nous l'avons mentionné en introduction, suggèrent de dissocier les revenus de la compagnie réglementée (les reversements à la compagnie ayant une fonction incitative) et les recettes de la vente de ses services (les prix ayant une fonction allocative)[53].

5.2. La forme des prix de fourniture d'énergie et son influence sur l'efficacité économique des systèmes ouverts

> *«Bien qu'une évolution de la réglementation soit nécessaire en ce qui concerne la tarification du transport, la fourniture des services ancillaires et la localisation des moyens de production, toute réflexion abstraite sur ces questions est inutile tant qu'on n'aura pas progressé davantage en matière de tarification efficace* /compétitive] *de l'énergie.* »[54]

Nous avons jusqu'à présent considéré l'accès au réseau comme un service recherché pour soi, faisant abstraction de son lien avec le service de fourniture d'énergie. Certes, en introduisant la notion de coût marginal de

- C'et-à-dire un transfert indépendant des quantités échangées.

[5]].]. Laffont et]. Tirole, 1990, *op. cit.*,, p. 32.

[1] Paul L. Joskow, «Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry», *Brookings papers on Economic Activity : Microeconomics* (Washington D.C.: The Brookings Institution, 1989, 125-99), p. 191. Cette remarque fait référence aux méthodes de tarification souvent très frustes utilisées par les compagnies électriques américaines (et souvent imposées par leurs instances de réglementation). Elle amène cependant à des considérations de portée plus générale, dont cette section donne divers exemples.

court terme de transport, nous avons souligné la relation entre cette grandeur et les coûts marginaux de fourniture d'énergie. Mais nous avons ensuite ignoré cette relation pour étudier plus en détail les propriétés des coûts de transport. Cette simplification était légitime en première approche pour caractériser les conditions efficaces d'utilisation d'un réseau électrique (choix de localisation...), puisqu'elle permettait de considérer des demandes de transport sans s'interroger sur l'origine de ces demandes.

Mais elle présente une double limitation : d'une part elle conduit à représenter le réseau ouvert comme un marché homogène auquel participent en des termes comparables tous les consommateurs d'énergie, alors que ce marché est en réalité fort hétérogène ; d'autre part elle occulte le paramètre essentiel de choix du consommateur, à savoir le prix complet de fourniture de l'énergie. C'est en fonction de ce paramètre que, dans un système ouvert, le consommateur arbitre entre différents fournisseurs possibles (y compris la compagnie locale) ; c'est essentiellement de ce choix que résulte sa demande d'accès (ou de transport).

Une étude de la réglementation des conditions d'accès aux réseaux, et plus généralement de l'efficacité économique des systèmes ouverts, ne peut donc ignorer l'influence de la structure des prix (ou de la forme des contrats) de fourniture. Ceci vaut quel que soit le contexte institutionnel de l'ouverture : introduction de la concurrence à la marge d'une compagnie de production-transport, ou dé-intégration de la production, du transport et de la fourniture.

Dans le premier cas, une compagnie astreinte à faciliter l'accès à son réseau peut chercher à préserver sa couverture du marché en consentant aux consommateurs volatils des conditions de fourniture privilégiées. Dans le deuxième cas, les règles de fonctionnement du marché de l'énergie peuvent produire des biais dans l'allocation des ressources.

C'est à ce problème qu'est consacrée la présente section. Nous analysons d'abord brièvement les principaux facteurs de disparité des situations dans un réseau ouvert (point 5.2.1). Cette hétérogénéité pose au régulateur un problème délicat : comment s'assurer que certains consommateurs (les plus volatils) ne sont pas favorisés de manière excessive ?

Le critère le mieux fondé est le test des subventions croisées au sens de G. Faulhaber[55] : la situation est satisfaisante si aucun consommateur ou

Malgré les limites qu'il présente et que nous avons précédemment discutées.

groupe de consommateurs n'est subventionné par les consommateurs restants. Nous formalisons cette approche dans un modèle simple (point 5.2.2), qui nous permet de revérifier les vertus de l'interconnexion[56] en termes de coûts de production (point 5.2.3).

Nous montrons que le test de Faulhaber est plus sélectif que l'intuition ne le suggérerait : appliqué strictement, il conduit à rejeter deux formes canoniques de tarification, le prix uniforme et le tarif binôme optimal (point 5.2.4). Pour ces deux règles tarifaires, on met en évidence l'existence de subventions croisées entre consommateurs d'énergie.

Nous concluons par diverses considérations pratiques (point 5.2.5). En particulier nous proposons une adaptation au cas électrique de *l'efficient component pricing rule.* Conformément à ce que suggère la discussion théorique[57], on démontre que l'ECPR ne guide pas efficacement l'accès lorqu'elle est calculée à partir d'un prix inefficace du service complet (service de fourniture d'électricité). Elle peut même renforcer la première inefficacité.

5.2.1. Le réseau ouvert : une réalité variable

Le point de départ de notre analyse tient dans le constat suivant : les consommateurs d'énergie ne sont pas égaux vis-à-vis de l'ouverture des réseaux. On retiendra à cet égard trois critères principaux : la taille du consommateur considéré ; sa 'mobilité', ou en d'autres termes sa capacité à se délocaliser ; le profil (annuel) de sa consommation.

Les grands consommateurs, qu'il s'agisse de consommateurs industriels ou de compagnies de distribution, disposent d'un atout spécifique dans leurs négociation avec la compagnie locale de production-transport : la possibilité (ou la menace) d'autoproduction. Leur taille même leur permet de capter d'importantes économies d'échelles de production dans des moyens dédiés à leur usage exclusif[58]. De plus, ils absorbent mieux les coûts de transaction liés à la négociation et à la mise en oeuvre de contrats complexes.

[3] Détaillées dans le chapitre 1.

[7] Dont nous avons fait la synthèse en introduction générale.

[3] Cette définition met volontairement en avant le lien entre la définition d'un *grand* consommateur et les caractéristiques technologiques de la production d'électricité. En effet le seuil entre *petits et grands* n'est pas le même selon que la technologie de production efficace est la technologie nucléaire au-dessus d'une taille unitaire de 1000 MW, ou une technologie de cogénération à partir d'une taille unitaire de 40 MW.

Les grands consommateurs industriels d'électricité (chimie, aluminium, sidérurgie...) forment une espèce à part: ils font entrer le coût de l'énergie électrique dans leurs calculs économiques. Toutes choses égales par ailleurs, ils peuvent décider de la localisation d'un nouveau site (ou même d'une relocalisation de leurs activités) en fonction de différences dans le prix de l'électricité. L'enjeu est de taille non seulement pour la compagnie électrique (qui peut gagner, conserver ou perdre un client important) mais aussi pour le régulateur public (qui cherche à favoriser l'économie locale[59]). Ce critère distingue à l'évidence le grand consommateur industriel d'une compagnie de distribution qui ne peut guère menacer de se délocaliser!

Enfin certains grands consommateurs se caractérisent par la régularité de leur consommation au cours du temps[60]. Ce dernier paramètre est essentiel, comme nous le verrons. De ce point de vue également, la situation est inégale. Une compagnie de distribution alimentant majoritairement des clients domestiques peut chercher à régulariser la demande globale[61] ; elle n'atteindra pas la régularité de consommation de certaines industries.

Selon sa position dans la grille que nous venons d'esquisser, un consommateur sera en position plus ou moins favorable pour négocier avec sa compagnie locale un contrat de fourniture 'sur mesure'. S'il y a des raisons économiques légitimes qui justifient qu'un consommateur très régulier ou de grande taille bénéficie d'un tarif plus avantageux, il existe aussi une limite au-delà de laquelle les réductions tarifaires ne sont plus justifiées économiquement. Cependant, nous verrons que cette limite est difficile à définir en pratique, compte tenu de la forme des économies d'échelle et d'envergure existant dans la fourniture d'électricité.

G. Faulhaber a proposé un intervalle admissible pour le montant facturé à chaque consommateur (ou groupe de consommateurs) lorsque le fournisseur est un monopole naturel multiproduit. Adoptant ce critère comme critère d'efficacité autant que d'équité, le modèle que nous développons dans la suite met en évidence des propriétés parfois inattendues de diverses règles de tarification, concernant tant la fourniture d'électricité que l'accès aux réseaux.

* Au sens large (local, régional, national, selon le territoire de référence du régulateur).

' On mesure par exemple cette régularité en estimant la consommation en heures équivalentes de consommation de la puissance souscrite. La 'durée d'utilisation' est comprise entre 0 et 8760 heures (ce dernier chiffre équivalent à une consommation maximale permanente).

[1] Par exemple par une politique tarifaire adaptée.

5.2.2. Modèle de coût d'une compagnie de production transport.

Complémentarité économique d'une famille de technologies de production

On considère une compagnie intégrée qui dispose de deux technologies de production complémentaires[62] caractérisées, chacune, par un couple *(g,v)*, où *g* (en MF/MWan) représente l'annuité de coût fixe par unité de capacité installée et v (en MF/MWh) représente le coût variable de production de 1 MWh. Si l'on note *T* le nombre d'heures de l'année (T = 8760 h) le coût de production de 1 MW tout au long de l'année représente un coût total égal à $g + vT$.

Soit donc deux technologies de production indicées par b et p respectivement. Leur complémentarité économique implique la relation (nécessaire) suivante :

$$g_P < gb \text{ et } v_p > v_b \qquad (5.2.1)$$

Lorsque cette relation est vérifiée, chaque moyen a un domaine d'efficacité propre qui s'exprime en fonction de sa 'durée d'appel' (annuelle), ainsi que l'explique la figure 5.2.1.

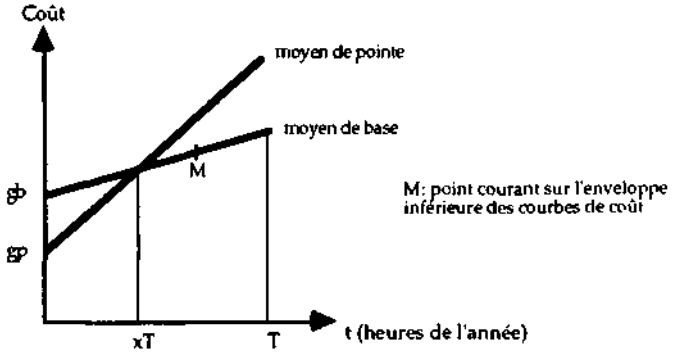


Fig. 5.1.1. Coût annuel complet de production de 1 MW pendant t *heures* (0≤t≤T)

Fig. 5.1.1. Coût annuel complet de production de 1 MW pendant t *heures* C0<t<T)

La valeur *x (0<x<l)* s'interprète comme suit. Si la capacité de production dont on envisage la construction doit être employée plus de *xT* heures dans l'année, le moyen efficace est le moyen b, dit 'de base'. Dans le cas contraire (durée d'emploi inférieure à *xT* heures), il faut recourir au moyen 'de pointe'. Les dénominations 'base' et 'pointe' s'expliquent par elles-mêmes.

On a l'égalité (que l'on vérifie immédiatement sur la figure) :

[62] Cette notion, classique chez les économistes de l'électricité, est explicitée dans la suite.

$$g_p + v_p xT = g_b + v_b xT \qquad (5.2.2.a)$$

qui est équivalente à :

$$xT = \frac{g_b - g_p}{v_p - v_b} \qquad (5.2.2.b)$$

On remarque aussi que le coût moyen, i.e. le coût total rapporté au MWh, décroît lorsque la durée annuelle de production croît. Cette propriété apparaît également sur la figure 5.1.1 (le coût moyen est la pente de la droite OM).

Lorsque la relation 5.2.1 n'est pas vérifiée, les deux courbes de coût ne se croisent pas, ce qui signifie que l'une des deux technologies est plus efficace quelle que soit la durée d'appel considérée. Dans ce cas, comme dans le cas où le point d'intersection a une abscisse supérieure à T, les deux technologies de production ne sont pas économiquement complémentaires.

Notons enfin que la notion de complémentarité que nous venons d'introduire peut être étendue à un nombre quelconque de technologies de production telles que :

$g_1 > g_2 > \ldots > g_n$ et $v_1 < v_2 < \ldots < v_n$.

Structure optimale du parc de production

Considérons donc une compagnie électrique qui dispose de deux technologies complémentaires (selon le sens précisé ci-dessus). Comment doit-elle doser la part de chacune dans sa capacité totale de production ? La réponse à cette question dépend des caractéristiques de la consommation globale des clients de la compagnie. La consommation globale d'électricité que doit satisfaire la compagnie peut être commodément représentée en première approximation[63] sous la forme d'une 'monotone de consommation' M(t) où les heures de l'année sont classées de la plus chargée à la moins chargée (voir fig. 5.2.2).

C'est-à-dire en négligeant les interdépendances entre périodes temporelles successives.

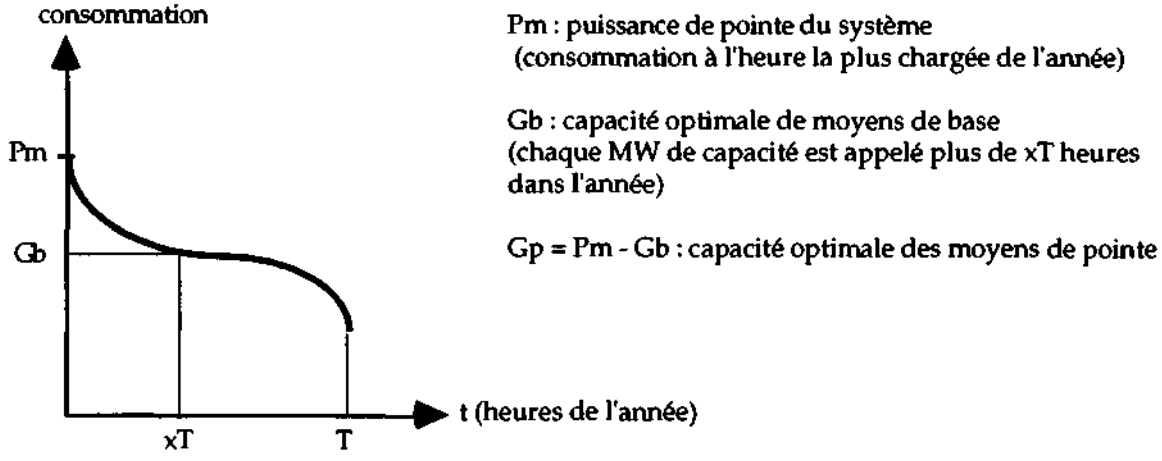


Fig. 5.2.2. Monotone de consommation

Fig. 5.2.2. Monotone de consommation

La structure optimale du parc de production est donnée par les quantités (Gb,Gp) représentées sur la figure. Gb est tel que chaque unité de capacité 'de base' est utilisée plus de xT heures dans l'année. De manière équivalente, Gb est égale à la puissance consommée à la xTème heure la plus chargée de l'année. Gp complète le parc de production pour que sa capacité totale coïncide avec la demande de pointe.

On définit le 'facteur de charge' des heures creuses :

$$E_C = \frac{1}{(1-x)T}\int_{xT}^{T} M(t)dt \quad \in \left[0, G_b\right] \qquad (5.2.3.a)$$

et le facteur de charge des heures de pointe :

$$E_p = \frac{1}{xT}\int_{0}^{xT} M(t)dt \quad \in \left[G_b, G_b + G_p\right] \qquad (5.2.3.b)$$

Modèle du consommateur individuel

Le consommateur individuel, indicé par i, est caractérisé de façon simplifiée par : (i) sa consommation pendant les $(1-x)T$ heures où il consomme le moins, supposée constante et notée P_i, (ii) sa consommation pendant les xT heures restantes, supposée constante et notée y_iP_i (où $y_i > 1$), (iii) le degré de coïncidence entre la pointe de consommation de i (les xT heures où il consomme y_iP_i) et la pointe du système, noté

$$\tau_i = \frac{Card\left[\{xT \text{ heures de pointe de i}\} \cap \{xT \text{ heures de pointe du système}\}\right]}{xT}, \text{ (où } 0 \le \tau_i \le 1\text{)},$$

et (iv) le 'facteur de responsabilité incrémentale de capacité' de i, noté $a_{.u}$ qui caractérise la capacité supplémentaire (XiPi (en moyens de base et de pointe) nécessaire pour alimenter le consommateur i en plus de l'ensemble des autres consommateurs.

Symétriquement (Xi représente l'économie de capacité pour la compagnie lorsque i 's'évade'[64] ; comme nous le verrons, le surcoût d'investissement ne dépend (à long terme) que du supplément de capacité nécessaire et non de la répartition de ce supplément entre moyens de base et moyens de pointe). Une analyse plus détaillée montre que ai < yi[65].

Notons enfin que l'on néglige dans le domaine étudié les effets des élasticités-prix de consommation : les niveaux de consommation sont insensibles au prix affiché par la compagnie.

5.2.3. Les vertus de l'interconnexion : économies d'envergure dans la fourniture d'électricité

Si l'on suppose un environnement technologique stable (où les deux technologies de la compagnie sont les seules technologies existantes qui soient efficaces), et si l'on néglige les coûts d'interconnexion, nous pouvons montrer que la fourniture d'électricité telle que nous l'avons modélisée est un monopole naturel. Nous procéderons par étapes.

Coût de fourniture isolée et coût incrémental de fourniture de i

Soit un consommateur i quelconque. Dans toute la suite, on désignera par E l'ensemble complet des consommateurs d'électricité (y compris i), et par E' l'ensemble $E \setminus \{i\}$. Le coût de la compagnie lorsqu'elle alimente l'ensemble complet des consommateurs s'écrit par définition :

$$C_{\Sigma} = g_b G_b + g_p G_p + v_b \left[\int_0^{xT} G_b dt + \int_{xT}^{T} M(t) dt \right] + v_p \int_0^{xT} \left(M(t) - G_b \right) dt \qquad (5.2.4)$$

soit en introduisant E_c et E_p et en tenant compte de la relation (5.2.2.a)

[64] Du moins dans un système en expansion ou si l'évasion est assortie d'un préavis suffisant. Sinon, le gain de capacité est nul ; la capacité reste, inemployée, à la charge de la compagnie (phénomène de *stranded investment).*

[65] L'égalité ne se produit que si la pointe individuelle de i et la pointe du système coïncident au moins sur les XJT premières heures de la monotone, où XJ est tel que M(0) - M(XJT) = yjPj)! On a de surcroît 1 < a; compte tenu de la représentation simplifiée adoptée pour les consommateurs individuels (consommation en paliers), mais cette inégalité est moins essentielle, et elle ne servira pas dans la suite.

$$C_\Sigma = g_p\left(G_b + G_p\right) + E_c v_b (1-x)T + E_p v_p xT \qquad (5.2.5)$$

Le coût incrémental de fourniture de i vaut :

$$C_i^+ = C_\Sigma - C_{\Sigma'} = g_p \alpha_i P_i + v_b T\left(1 - x + x(1-\tau_i)(y_i - 1)\right)P_i + v_p xT(1 - \tau_i + \tau_i y_i)P_i \qquad (5.2.6)$$

(Le calcul est détaillé dans l'annexe de ce chapitre (section A.5.3).)

Le coût de fourniture isolée de i s'écrit :

$$C_i = g_p(y_i - 1)P_i + g_b P_i + v_b P_i T + v_p(y_i - 1)P_i xT$$

soit après quelques manipulations analogues :

$$C_i = g_p y_i P_i + v_b P_i (1-x)T + v_p y_i P_i xT \qquad (5.2.7)$$

D'après (5.2.6) et (5.2.7), on a :

$$C_i - C_i^+ = C_i + C_{\Sigma'} - C_\Sigma = g_p(y_i - \alpha_i)P_i + \left(v_p - v_b\right)P_i xT(1-\tau_i)(y_i - 1) \qquad (5.2.8)$$

Chacun des deux termes de la somme figurant à droite de l'égalité est positif ou nul. Le coût de fourniture isolée de i est donc supérieur ou égal à son coût incrémental de fourniture, avec égalité si et seulement si $y_i = 1$ (qui entraîne $\tau_i = \alpha_i = 1$).

Ainsi, *la fourniture isolée de i induit nécessairement une perte d'efficacité*, sauf dans le cas particulier où $y_i = 1$, c'est-à-dire dans le cas d'une consommation constante tout au long de l'année (appelée consommation 'en ruban' dans le jargon électrique). *A contrario*, la formule 5.2.8 indique que la perte sociale est d'autant plus grande que y_i est grand (ce qui reflète une pointe individuelle marquée), que τ_i est petit (ce qui reflète une forte asynchronie des pointes, qui serait source d'économies de diversité), et que α_i est petit (ce qui traduit une bonne complémentarité temporelle des consommations de i et de Σ). La relation (5.2.8) reste vraie pour tout sous-ensemble de Σ.

L'activité de fourniture d'électricité telle que nous l'avons modélisée est donc un monopole naturel. La raison profonde en est l'existence d'économies d'envergure. Notons que ce résultat est renforcé en présence d'indivisibilités (la fourniture conjointe de l'ensemble des consommateurs minimise en termes relatifs la capacité non employée) et/ou d'incertitudes (le monopole minimise l'incertitude -l'écart type- sur les conditions futures d'exploitation).

5.2.4. Règles de tarification de la fourniture d'énergie et subventions croisées

L'une des questions soulevées par l'ouverture des réseaux concerne la réglementation des prix des services fournis par la compagnie de réseau en dehors du service monopolistique d'accès, en particulier le cas échéant des services soumis à concurrence. Une telle réglementation est-elle souhaitable ou même nécessaire ? Lorsqu'elle est mise en oeuvre, comment interfère-t-elle avec les mécanismes de la concurrence ?

Deux facteurs symétriques concourrent à justifier une 'réglementation résiduelle'[66] de l'ensemble des services de la compagnie de réseau et non du seul service d'accès. En premier lieu, du fait de son statut particulier, la compagnie peut conserver des obligations de ou de péréquation tarifaire. Nous n'examinerons pas ici les problèmes soulevés par la péréquation tarifaire, sur lesquels nous reviendrons dans le prochain chapitre.

En second lieu, le régulateur soucieux de promouvoir une concurrence effective sur le(s) segment(s) concurrentiel(s) cherchera à prévenir les subventions des services de monopole vers les services concurrentiels, ou au sein des services concurrentiels entre catégories de clients selon leur 'volatilité' (des clients 'captifs' vers les clients 'libres'). La réglementation est doublement justifiée par la protection de la concurrence et par la protection des segments exclus de la concurrence (de droit ou de fait).

Le secteur électrique ne fait pas exception à cette règle. S'agissant des mesures visant à garantir l'exercice de la concurrence, une obligation de séparation comptable *(unbundling)* entre activité de transport et activité de fourniture, intégrée depuis déjà longtemps dans les directives de la commission américaine de réglementation, tend à s'instaurer dans les pays européens et est en projet au niveau de l'Union européenne. Elle a pour objectif d'empêcher la première forme de subventions, du segment monopolistique (transport) vers le segment concurrentiel (fourniture).

La seconde forme de subventions, entre classes de consommateurs, est rarement abordée explicitement. Souvent des formulations générales tiennent lieu de doctrine en la matière. A partir de notre modèle, nous discutons certaines difficultés pratiques soulevées par la réglementation de cette forme de contournement de la concurrence.

Selon l'expression d'EIi Noam.

Tarification horosaisonnière garantissant l'équilibre budgétaire

La tarification au coût marginal de court terme engendre globalement un déficit annuel égal à $g_p(G_b + G_p)$, comme le montre la relation (5.2.5). On considère la situation où la compagnie est astreinte à l'équilibre budgétaire ; le déficit doit donc être réparti entre la période creuse et la période de pointe[67]. Supposons que l'on recouvre la part $dg_p(G_b + G_p)$ sur la demande de pointe, et la part $(1-d)g_p(G_b + G_p)$ sur la demande d'heures creuses ($d \in [0,1]$ est en quelque sorte la clé de répartition du déficit). On en déduit les prix d'heures creuses et d'heures de pointe :

$$\begin{cases} p_c = v_b + \dfrac{(1-d)g_p(G_b+G_p)}{E_c(1-x)T} \\ p_p = v_p + \dfrac{dg_p(G_b+G_p)}{E_p xT} \end{cases} \tag{5.2.9}$$

On parlera de prix horosaisonniers moyennés.

Le consommateur i paye au monopole par unité de P_i :

$$F_i^u(y_i, \tau_i, d) = xTp_p(1-\tau_i+\tau_i y_i) + Tp_c(1-x+x(1-\tau_i)(y_i-1)) \tag{5.2.10}$$

où p_c et p_p sont des fonctions de d (l'exposant u désigne la tarification uniforme). L'expression (5.2.10) tient compte de l'asynchronisme entre la pointe de i et la pointe de Σ.

Il est intéressant de comparer cette quantité avec le coût de fourniture isolée et le coût incrémental de fourniture de i. Lorsque le monopole est astreint à un profit juste nul, la condition d'absence de subventions croisées s'écrit :

$$C_i^+ < F_i^u < C_i \tag{5.2.11}$$

Or le calcul montre que

$$F_i^u(y_i, \tau_i, d) - C_i = -(v_p - v_b)xT(1-\tau_i)(y_i-1)$$
$$+ d\frac{G_b+G_p}{E_p}(1-\tau_i+\tau_i y_i)g_p + (1-d)\frac{G_b+G_p}{E_c}\frac{1-x+x(1-\tau_i)(y_i-1)}{1-x}g_p - y_i g_p$$

La formule est complexe mais si on se place dans le cas particulier où $y_i = 1$, on voit que

[67] Dans un modèle complet représentant les fonctions de demande, on pourrait obtenir des tarifs optimaux intégrant gestion tarifaire de la pointe et contrainte d'équilibre budgétaire ; mais cette complication considérable n'est pas essentielle ici.

$$F_i^*(y_i = \tau_i = 1, d) - C_i = d\frac{G_b + G_p}{E_p} g_p + (1-d)\frac{G_b + G_p}{E_c} g_p - g_p > 0 \qquad \forall d \in [0,1] \qquad (5.2.12)$$

L'inégalité dans la formule précédente résulte des relations

$$\frac{G_b + G_p}{E_p} > 1 \text{ et } \frac{G_b + G_p}{E_c} > 1 \text{ et } d > 0 \text{ et } 1 - d > 0$$

qui entrainent

$$d\frac{G_b + G_p}{E_p} + (1-d)\frac{G_b + G_p}{E_c} > d + (1-d) = 1$$

$$F_i^*(y_i = r_i = U) - C_i = d\frac{G_b + G_p}{E_p} + (1-d)\frac{G_b + G_p}{E_c} > 0 \qquad \forall d \in [0,1] \qquad (5.2.12)$$

L'inégalité dans la formule précédente résulte des relations

$$\frac{C_b + C_p}{E_p} > 1 \text{ et } \frac{C_b + C_p}{E_c} > 1 \text{ et } d > 0 \text{ et } 1 - d > 0$$

qui entraînent

$$d\frac{G_b + G_p}{E_p} + (1-d)\frac{G_b + G_p}{E_c} > d + (1-d) = 1$$

L'inégalité (5.2.12) montre que le consommateur i[68] est la source de subventions croisées vers les autres consommateurs de la compagnie de réseau, quelle que soit la répartition entre heures creuses et heures de pointe adoptée pour compenser le déficit qui résulterait de la vente au coût marginal.

Le coût horosaisonnier[69] moyenne est donc un instrument tarifaire insuffisamment différencié. En effet, dans le cas où un tel principe tarifaire est mis en oeuvre, certains consommateurs très réguliers (yi suffisamment proche de 1 pour que $F^{-1}y^{-1}T^{-1}a^{-1}Q > 0$) sont incités à sortir du 'club' des clients du monopole pour s'auto-alimenter alors que cette décision induit un surcoût social (qui est apparent d'après (5.2.8)).

Tarif binôme 'de Coase'

Une alternative aux prix horosaisonniers moyennes est offerte par les tarifs binômes, mieux adaptés en principe aux fonctions de coût caractérisées par d'importants coûts fixes. Nous considérons ci-après un tarif binôme particulier.

S. Brown & D. Sibley désignent sous le terme de 'Coase two-part tariff un tarif binôme dont le prix unitaire est égal au coût marginal de production et dont la prime fixe est telle que la compagnie équilibre exactement ses comptes[70]. Dans la mesure où, pour ces deux auteurs, la prime fixe sert à

[68] S'il existe. (Mais la propriété s'étend à toute une classe de consommateurs très réguliers (y; proche de 1).

[69] Le terme 'horosaisonnier' employé au vocabulaire de la tarification de l'électricité désigne les tarifs variable selon la saison, le jour de la semaine et l'heure en fonction du niveau prévu de la consommation et donc des coûts de production pour chaque créneau temporel (tarifs jour/nuit, etc).

[70] S.J. Brown & D.S. Sibley, *op. cit.*, pp. 93 ss.

rémunérer des coûts d'installation (coûts fixes *communs),* la dénomination retenue est certainement impropre : R. Coase exclut explicitement la question de la rémunération des coûts communs dans l'argumentation qui l'amène à préconiser pour des raisons d'efficacité économique une telle structure tarifaire[71]. Cependant cette forme tarifaire est suffisamment simple et intuitive pour que l'on soit intéressé à en tester les propriétés. Nous pourrons constater qu'elle a de réelles vertus pédagogiques.

Les consommateurs sont assujettis au paiement d'un péage fixe proportionnel à leur puissance installée, soit yi par unité de Pj. Par ailleurs il paye chaque unité consommée à son coût marginal de production, variable selon le niveau de la consommation globale de E. Pour la simplicité de la discussion, on ramène tous les consommateurs à une taille unitaire ; soient donc n consommateurs consommant Pj = 1 en base et yj en pointe. Par effet de diversité (les pointes individuelles de tous les consommateurs ne coïncident pas), on a

$$\sum_{i=1}^{n} y_i > G_b + G_p$$

Soit *n* la prime fixe par unité de puissance de puissance installée. Elle génère les recettes $\pi\sum_{i=1}^{n} y_i$ et la contrainte d'équilibre budgétaire s'écrit :

$$\pi\sum_{i=1}^{n} y_i = g_p\left(G_b + G_p\right) \ \ soit : \ \ \pi = g_p \frac{G_b + G_p}{\sum_{i=1}^{n} y_i} < g_p$$

Le consommateur i paye :

$$F_i^b(y_i, \tau_i) = \pi y_i + xTv_p(1 - \tau_i + \tau_i y_i) + Tv_b\left(1 - x + x(1 - \tau_i)(y_i - 1)\right)$$

où l'exposant *b* désigne la tarification binôme.

On vérifie, qu'à la différence des prix horosaisonniers moyens précédents, le tarif binôme ainsi défini n'induit pas de subventions croisées des consommateurs 'en ruban' vers l'ensemble des consommateurs de la compagnie. Plus généralement aucun consommateur individuel n'est la source de subventions croisées. En effet,

$$F_i^b(y_i, \tau_i) - C_i = (\pi - g_p)y_i + (g_p - g_b)(1 - \tau_i)(y_i - 1) < 0$$

car les deux termes de la partie droite de l'inégalité sont négatifs.

L'effet de diversité pris en compte dans la valeur de *n* rééquilibre la répartition du coût total de la compagnie au profit des consommateurs plus réguliers.

[71] Voir Ronald H. Coase, 1946 (1988), *op. cit.*

Mais on a la relation suivante :

$$F_i^b(y_i, \tau_i) - C_i^+(y_i, \tau_i, \alpha_i) = \pi y_i - g_p \alpha_i$$

Le signe de cette expression est incertain car $\pi < g_p$ et $y_i > \alpha_i$. Cependant, lorsque $y_i = 1$ (donc $\alpha_i = \tau_i = 1$), on a :

$$F_i^b(y_i = \tau_i = 1) - C_i^+(y_i = \tau_i = \alpha_i = 1) = \pi - g_p \ < \ 0$$

Mais on a la relation suivante :

F?(yi,T,)- C(y,.,r,,»,) = TIV- -s„a,

Le signe de cette expression est incertain car $n < g_p$ et y, > a,. Cependant, lorsque y,- = 2 (donc a, = r, = 2), on a :

F?(y, = T, = l)-<?(yi = Ti=ai = l)=7c-gp < 0

ce qui montre que les consommateurs en ruban sont désormais subventionnés par l'ensemble des autres consommateurs. Ainsi, le tarif binôme 'de Coase' n'est-il pas non plus exempt par construction de subventions croisées. L'effet en termes d'évasion inefficace est moins direct que dans le cas précédent puisque c'est désormais un ensemble de consommateurs qui en subventionne collectivement un autre. Pour que l'évasion (inefficace) se produise, il faut que cet ensemble de consommateurs se transforme en une coalition en vue de faire valoir un intérêt commun, ce qui ne paraît guère aisé en pratique.

5.2.5. Règles d'accès et efficacité de la concurrence

Notre discussion a ignoré jusqu'à présent les effets possibles des règles d'accès au réseau sur les transferts financiers entre consommateurs, et donc sur les distorsions dans le jeu de la concurrence.

L'influence de la règle tarifaire sur l'effectivité et l'efficacité de la concurrence dans la fourniture d'électricité : l'exemple du *pool* anglais

Le fond de la question de l'accès est de concevoir des règles permettant une concurrence effective (pas de barrières indues à l'entrée sur le marché) et efficace (pas de distorsions injustifiées dans le fonctionnement des mécanismes concurrentiels) dans la fourniture d'électricité.

Un régime de prix *spot* purs (égaux aux coûts marginaux de court terme) ne serait pas exempt de subventions croisées : le consommateur en ruban serait encore favorisé par rapport au cas particulier que nous venons d'étudier, et conduirait la compagnie intégrée au déficit[72]. Si l'on intègre la contrainte d'équilibre budgétaire dans les prix spot pour les transformer en prix contingents "moyennes", comme le préconisent d'ailleurs Schweppe *et*

- Du fait des économies d'échelle de production et des économies d'envergure de fourniture que nous avons explicitement modélisées.

alii[73], on crée un régime de subventions croisées symétrique, au détriment cette fois du consommateur en ruban (voir 5.2.4).

C'est cette seconde voie qui a été adoptée dans le *pool* anglo-gallois mis en place après la privatisation/déintégration du secteur électrique[74]. A ce sujet une remarque importante doit être faite. Le jeu de la concurrence devrait conduire à un prix d'échange de l'énergie électrique au coût marginal. Si les prix du *pool* anglais sont essentiellement des prix "moyennes", c'est parce qu'ils incorporent les économies d'échelle de production et les économies d'envergure de fourniture, qui sont non seulement apparentes dans notre modèle mais également significatives en réalité[75].

Il n'est donc pas surprenant de voir les grands consommateurs industriels se plaindre, très tôt, de ce que le *pool* ne leur permet pas d'obtenir des rabais sur les quantités[76] : en fait, *les prix du* pool *leur sont structurellement défavorables.*

Une illustration numérique de l'enjeu de la réglementation des prix de fourniture

Les conséquences de prix de fourniture inefficaces en termes d'accès sont évidentes. Des règles d'accès efficaces combinées avec des prix de fourniture inefficaces deviennent inefficaces. Mais l'interaction entre prix de fourniture et prix d'accès est plus complexe ; *elle* fait apparaître une forme d'indétermination économique. Pour préciser ce point, recourons à un exmple numérique.

Soit un consommateur i dont les caractéristiques (dans les notations du modèle) sont :

' «(...) les droits d'entrée *(demand charges)* n'ont aucun rôle dans le marché *[spot]* de l'énergie.» (F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors and R. Bohn, *Spot Pricing of Electricity* (Boston: Kluwer, 1988), p. 69.) Il convient donc de majorer les prix untaires par rapport aux coûts marginaux pour tenir compte des économies d'échelle et d'envergure.

* Pour une discussion plus détaillée sur la forme des prix du *pool* anglais, voir le point 6.1.2 *infra.*

5 On peut alors se demander si la production d'électricité ne constitue pas également un monopole naturel, et quel est dans ce cas le sens de son ouverture à la concurrence ? En fait, le segment 'production' tel que nous l'avons modélisé est effectivement un monopole naturel *à technologies données.* Comme nous l'avons mentionné, l'objectif de la concurrence est de faire émerger de nouvelles technologies de prodution plus efficaces.

' plainte MEUC sur «rebates for large *regular* supplies».

$$\begin{cases} y_i = 2 \\ \alpha_i = \dfrac{1+y_i}{2} = \dfrac{3}{2} \\ \tau_i = \dfrac{1}{2} \end{cases}$$

Ce consommateur est un consommateur très régulier puisque, sachant[77] que $x = 0,3$, sa durée d'utilisation[78] est égale à :

$$8760 * \frac{1*0,7+3*0,3}{3} \approx 4600 \text{ heures}$$

ce qui correspond à titre comparatif à une durée moyenne pour la catégorie de consommateurs 'longues utilisations' en vigueur à EdF[79].

La largeur de l'intervalle de prix exempt de subventions croisées pour ce consommateur vaut d'après (5.2.8) :

$$\Delta = \frac{C_i - C_i^+}{y_i} = \frac{1}{3}\left(g_p + xT\left(v_p - v_b\right)\right) = 0,31 \text{ MF / MWan}$$

(voir en annexe les calculs justificatifs).

y, 3[1]

(voir en annexe les calculs justificatifs).

Cette valeur A représente l'indétermination économique caractérisant le 'juste prix' de l'énergie fournie au consommateur i (elle est donnée ici par unité de puissance souscrite).

Elle peut être comparée à un prix 'moyen' d'abonnement au réseau (calculé pour que les recettes d'abonnement couvrent l'ensemble des coûts de réseau):

Cù = 0,30 MF/MWan

(également exprimée par unité de puissance souscrite).

Ce calcul sommaire, qui n'a pour ambition que de comparer des ordres de grandeur, illustre un point important : pour des consommateurs 'moyens', le niveau *absolu* de leur participation aux coûts de réseau (dont CÙ donne une valeur moyenne) est comparable à *l'incertitude* sur le prix de fourniture. Ce résultat qualitatif contribue à hiérarchiser les enjeux réglementaires : le problème premier est la tarification de l'énergie.

[77] Voir l'annexe, section A.5.4., pour toutes les valeurs numériques concernant le système électrique fictif utilisé dans cet exemple, et pour les calculs intermédiaires.

[78] La durée d'utilisation est la consommation annuelle du consommateur considéré exprimée en heures de consommation de la puissance souscrite par ce consommateur.

[79] Le tarif 'vert longues utilisations' correspond à des durées d'utilisation comprises entre 3500 et 6300 h.

Tentative d'adaptation au cas électrique de *l'efficient component pricing rule*

Concluons cet examen des interférences entre prix d'accès et prix de fourniture par une discussion de *l'efficient component pricing rule* (ECPR) dont nous avons exposé le principe en introduction générale. Une question importante est d'évaluer dans quelle mesure l'ECPR compense ou accentue les biais contenus dans des prix d'énergie imparfaits.

L'application de l'ECPR au cas de l'électricité soulève une difficulté méthodologique. L'ECPR est en principe calculée à partir du coût *marginal* du service fourni sur le segment concurrentiel (ici : la production). Or les prix de production qui résultent du mécanisme de concurrence instauré dans le *pool* anglais reflètent plutôt des coûts *moyens.* Si l'on souhaite préserver la propriété de transparence de l'ECPR, il faut conserver pour le calcul du prix d'accès la référence à ces coûts moyens : comme nous l'avons vu dans le cas anglo-gallois, ce sont ces coûts que le jeu de la concurrence révélera (qu'il s'agisse d'une concurrence généralisée ou d'une frange concurrentielle).

Le prix d'accès conforme à l'esprit de l'ECPR (transparence et observabilité) sera donc égal à la différence entre le prix de fourniture de l'énergie (le prix moyen horosaisonnier défini plus haut) et le coût moyen de production du moyen de production marginal pour la période considéré. La contrainte de transparence conduit à réfuter les prix de contrats de fourniture dépendant des caractéristiques du consommateurs, puisqu'ils sont potentiellement discriminatoires. On aboutit à des prix d'accès inefficaces qui sont le reflet des prix de fourniture inefficaces (pour les raisons vues précédemment).

Nous rejoignons ici l'approche théorique qui suggère que l'ECPR, lorsqu'elle repose sur un prix d'accès inefficace, tend à guider l'entrée de manière inefficace[80]. Mais la conclusion théorique concerne des 'asymétries' de demande plutôt que sur des écarts de coûts comme c'est le cas ici. Redisons enfin que la règle de l'ECPR n'incite en aucune manière le gestionnaire de réseau à l'efficacité.

Conclusion

Résumons pour conclure les principaux points de notre argumentation. Premièrement, il est nécessaire de réglementer les prix de fourniture

J.J. Laffont et J. Tirole, 1994, *op. cit.*

d'énergie pour protéger d'une part la concurrence que l'on souhaite instaurer et d'autre part les consommateurs qui ne sont pas en mesure d'y participer effectivement. C'est essentiel lorsque l'intégration de la compagnie de réseau est préservée dans le processus d'ouverture. Mais cela apparaît également inévitable dans le cas d'une concurrence horizontale (consécutive à une dé-intégration).

Deuxièmement l'existence d'économies d'échelle de production et d'économies d'envergure de fourniture rendent cette tâche de réglementation difficile, car la définition des domaines tarifaires admissibles du point de vue du régulateur dépend de paramètres nombreux et parfois mal observables (coûts fixes, variables de production, caractéristiques des demandes individuelles).

Troisièmement, quand bien même ces domaines tarifaires sont circonscrits, ils restent le plus souvent très larges comparativement aux coûts de réseau. Il s'ensuit que la réglementation des prix d'accès aux réseaux peut souvent être contournée par une modification réglementairement orthodoxe des paramètres tarifaires applicable à la production d'énergie.

Quatrièmement, l'ensemble de ces considérations conduit à un arbitrage difficile entre transparence et efficacité des prix d'accès. Nous avons illustré ce point en cherchant à appliquer la règle de l'ECPR à la définition de prix d'accès aux réseaux électriques. Les prix de fourniture et de production qui satisfont le principe de transparence (prix horosaisonniers moyens) semblent clairement inefficaces. L'analyse de P. Joskow qui figure en exergue de cette section reste pleinement valide.

CHAPITRE 6

LA RECHERCHE D'ÉQUILIBRES RÉGLEMENTAIRES DE LONG TERME

Introduction

La notion de subventions croisées occupe une place prépondérante dans cette étude. Dès le premier chapitre, nous avons souligné l'enjeu essentiel du partage des gains d'interconnexion entre les différents consommateurs[81]. Le monopole naturel, lorsqu'il est avéré, profite en principe à tous, mais en pratique les règles tarifaires peuvent distordre ce profit commun en faveur de certains et -donc- au détriment des autres.

Cette analyse 'historico-économique' a fait l'objet d'un traitement formalisé dans le cinquième chapitre[82]. Dans une représentation épurée d'un système électrique, nous avons montré comment les effets cumulés d'économies d'échelle de production et d'économies d'envergure de fourniture compliquent la tâche de définition de règles tarifaires exemptes de subventions croisées.

Ces résultats s'appliquent, rappelons-le, à la *fourniture* d'électricité dans laquelle le coût de production d'énergie est prépondérant, au point que nous avons pu légitimement négliger en première approche l'influence des coûts de réseau dans l'analyse de cette question qui conditionne de façon primordiale l'efficacité des systèmes ouverts. Mais comme nous l'avons vu par ailleurs, la question des subventions croisées est également posée en matière de coûts de réseau.

La péréquation géographique des tarifs à l'échelle locale ou régionale des réseaux de distribution ou à l'échelle nationale des réseaux d'interconnexion, symbole de la réglementation traditionnelle des systèmes électriques, suppose des transferts financiers non négligeables en particulier au bénéfice des consommateurs des zones peu denses.

Plus qu'une contrainte artificielle imposée au gestionnaire du système électrique, la péréquation apparaît comme la conséquence profonde de son organisation intégrée. La différenciation tarifaire n'a pas de sens vis à vis du

[81] Voir point 1.1.3.

[82] Voir section 5.2.

producteur (unique) supposé prendre des décisions efficaces pour l'implantation des nouveaux moyens de production. Vis à vis des consommateurs, la péréquation géographique est d'abord, comme nous l'avons vu[83], un moyen pragmatique de rendre l'électricité accessible au plus grand nombre en gommant les fortes disparités locales de coûts de distribution[84].

Cette logique est incompatible avec le processus d'ouverture des réseaux. D'un côté, les producteurs indépendants doivent recevoir des signaux tarifaires incitatifs à une localisation efficace sur le réseau ; de l'autre (lorsque le contexte institutionnel permet l'accès des consommateurs au marché) les groupes de consommateurs subventionneurs sont 'écrémés' par des fournisseurs exempts d'obligations de service public.

Les troisième et quatrième chapitres de notre étude ont été consacrés à l'examen détaillé des conditions d'efficacité des prix d'accès au réseau. Ils étaient complétés, dans le cinquième chapitre, par des considérations réglementaires. A partir de ces développements, nous avons pu énoncer certains résultats relatifs à la réglementation *efficace* de l'accès aux réseaux électriques d'interconnexion.

Mais cette étude ne serait pas complète si elle ne considérait pas le problème de la préservation dans le long terme d'une répartition raisonnablement équitable des coûts (et des gains) globaux liés à la fourniture d'électricité. Dans cet arbitrage réglementaire (au sens large) entrent en jeu différentes considérations qui renvoient aux analyses de notre première partie : politique énergétique, politique industrielle, préservation de 'services universels'. Nous abordons successivement ces trois enjeux, et nous examinons la façon dont ils interfèrent avec les considérations d'efficacité économique sectorielle étudiées jusqu'à présent.

La notion de subventions croisées continuera de nous être précieuse ici car, comme nous l'avons déjà fréquemment souligné, elle combine les deux aspects essentiels de la question : efficacité et équité.

[83] Voir point 1.2.2.

[84] Même si, étendue à un niveau territorial plus large, elle prend indubitablement une signification plus symbolique. On notera que la péréquation nationale des tarifs ne s'applique pas aux consommateurs industriels.

6.1. Contestabiiite du marché et nouvelles technologies de production

La discussion de la section 5.2 a mis en évidence l'imprécision du domaine de non-discrimination tarifaire en matière de fourniture d'électricité. Les clauses contractuelles en général et tarifaires en particulier permettant à une compagnie dominante de s'assurer la fidélité de ses clients les plus susceptibles de s'évader[85] sont difficilement attaquables pour leur caractère discriminatoire[86]. La nature et l'ampleur des économies d'échelle et d'envergure sont difficiles à estimer. La littérature théorique ajoute à la difficulté en suggérant que la différenciation tarifaire peut être justifiée en dehors de toute considération de coûts pour ses propriétés 'Pareto-améliorantes'.

Cette propriété réglementaire contribue pour beaucoup à expliquer la faible 'contestabiiite'[87] du marché de la fourniture d'énergie[88]. La position d'entrant est par trop risquée lorsque le marché est dominé par une entreprise principale pouvant légalement opérer des transferts de revenus importants entre classes de consommateurs. Les réformes du secteur électrique permettant l'accès au marché de producteurs indépendants sont généralement restées sans effet lorsqu'elles n'étaient pas assorties de dispositions contraignantes pour la compagnie de réseau visant à assurer aux entrants l'écoulement de leur production[89].

' Cf les critères énumérés en introduction de 5.2 : la taille du consommateur, sa nature (industrielle/domestique) et la régularité de la consommation.

[5] La 'compagnie dominante' mentionnée ici ne désigne pas nécessairement une compagnie intégrée de production-transport. Ilpeut très bien s'agir d'un producteur dominant dans un marché dé-intégré disposant d'une panoplie de contrats de fourniture.

[7] Au sens de MM. Baumol, Panzar et Willig. Comparer : «La stratégie [des Deux Gros *(the Big Two,* c'est-à-dire *National Power* et *PowerGen)]* devient claire. Laisser les soi-disants indépendants entrer sur le marché, en nombre limité ; racheter ceux qui valent d'être rachetés (comme NP vient de le faire avec Deeside), et laisser les autres aller à leur ruine. Pourquoi en irait-il autrement ? C'est comme cela que s'exprime le pouvoir de marché, lorsqu'on lui en donne la possibilité.» *(Power in Europe,* 5 décembre 1991, p. 8).

' Au moins autant et sans doute davantage que les coûts fixes irréversibles à consentir pour pénétrer sur le marché, sachant que les entrants optent de préférence pour les technologies à faible coût d'investissement (turbines à gaz à cycle combiné, cf *infra)* ; ou que l'incertitude à long terme sur les prix.

' Voir par exemple la réforme britannique de 1983 qui «ne produisit aucun résultat notable» (Christian Stoffaës, dir., Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique (éd. PAU, 1994), p. 107.

Dans ce contexte, le régulateur peut choisir de ne pas intervenir, mais il peut aussi souhaiter encourager le développement d'une frange concurrentielle en général ou de certaines technologies de production enn particulier (énergies renouvelables, par exemple). Une gamme de moyens s'offre alors à lui, consistant chacun à imposer des contraintes plus ou moins fortes à la compagnie de réseau. Nous présentons dans la suite différentes expériences pratiques en la matière, dont nous discutons les effets en termes d'efficacité économique.

6.1.1. L'obligation de rachat

L'obligation de rachat est la forme la plus radicale de soutien au développement de la concurrence à la production, face à une compagnie intégrée bénéficiant du monopole de fourniture. Le régulateur fixe un prix en-deçà duquel la compagnie est tenue de racheter la production de ses concurrents pour la revendre à ses clients. Cette forme de réglementation garantit l'écoulement de la production de la frange concurrentielle sans ouverture des réseaux. Elle a été adoptée par différents Etats américains à la suite de l'adoption de la loi PURPA[90] pour encourager le développement de certaines formes de production d'énergie[91].

Le problème principal est alors de définir le prix-seuil adéquat. La notion de coût d'évitement *(avoided cost)* a été le plus souvent retenue[92] : la compagnie doit déclarer publiquement le coût auquel elle est en mesure d'accroître sa capacité de production ; elle est alors tenue de racheter à ce coût toute l'énergie qui lui est proposée, et qui lui évite en principe d'investir elle-même.

Cette règle d'autant plus avantageuse pour les entrants qu'elle était mise en oeuvre dans un contexte de dérive des coûts de production de nombreuses compagnies électriques américaines[93] a conduit à l'apparition de sur-capacités importantes de production. De fait il n'y a pas de raison *a priori* pour que se manifeste un équilibre entre offre et demande, puisque le principe consiste à échanger une quantité indéterminée d'électricité à un prix fixe.

[9]^ P. Joskow, «Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry», *Brookings papers on Economic Activity : Microeconomics* (Washington D.C.: The Brookings Institution, 1989, 125-99).

[91] Cogénération, énergies renouvelables, déchets.

[92] Voir le point 2.1.2.

[93] Notamment celles qui s'étaient engagées dans la filière nucléaire.

L'inefficacité de la règle d'obligation de rachat est flagrante. On la retrouve pourtant, sous des formes plus ou moins tempérées, dans différents contextes. Ainsi, Electricité de France est astreinte à racheter sans limite de quantité l'électricité provenant de moyens de production d'une capacité unitaire inférieure à 8 MW[94] à un prix égal à son tarif de vente (principe de symétrie des options tarifaires offertes à la vente et à l'achat d'énergie). Cette clause légale sans conséquences sensibles dans la période où le monopole de fourniture d'EdF n'était pas contesté, est aujourd'hui utilisée de la façon la plus offensive par les compagnies entrées en concurrence ouverte avec l'établissement public[95]. Il est intéressant de noter que, si l'obligation de rachat s'impose aujourd'hui quel que soit le mode de production (à la différence de l'obligation sélective prévue par la loi PURPA), sa modification qui paraît désormais probable restreindra l'obligation aux installations de cogénération et aux énergies nouvelles et renouvelables[96].

Par ailleurs nous avons déjà mentionné[97] le projet de directive européenne relatif à l'ouverture des réseaux électriques et qui stipule que certaines technologies de production doivent bénéficier d'un régime de priorité dans le dispatching économique, la formule est vague mais elle suggère un mécanisme analogue à ceux décrits précédemment, à savoir une obligation de rachat sans limite de quantité.

Toutes ces approches ont en commun leur inaptitude à réguler les quantités. Soit le prix de rachat est jugé insuffisant par les entrants potentiels (en fonction des conditions technologiques et énergétiques) et son effet sur l'entrée est négligeable ; soit il est favorable, et il suscite un niveau d'entrée indépendant des besoins effectifs de capacité[98]. Face à cette inefficacité flagrante dans l'allocation des ressources rares, certains auteurs ont préconisé de recourir plutôt à des appels d'offre à l'initiative de la compagnie intégrée pour pourvoir à ses besoins effectifs de capacité. Cette approche soulève

[94] Décret du 20 mai 1955.

[95] Diverses filiale de la Compagnie Générale des Eaux sont à l'origine de 80 % des projets recensés par le Conseil d'administration d'EdF du 25 juin 1993 *(La dépêche de l'agence d'information* d'EdF, n° 711, 29 juin 1993).

[96] *La dépêche de l'agence d'information* d'EdF, n° 962,14 septembre 1994.

[97] Voir le point 2.2.2.

[98] Comme le démontre la mise en oeuvre initiale de la loi PURPA (voir par exemple Robert J. Keegan, «Power Procurement : Should Competitive Bidding Be Required ?», in James L. Plummer & Susan Troppmann (eds), *Competition in Electricity, New Markets and New Structures* (Arlington, VA, Public Utilities Reports, 1990), p. 82.

différentes questions : La compagnie doit-elle être autorisée à participer aux enchères ? Quelle doit être la forme de ces enchères ? Comment favoriser dans ce cadre le développement jugé souhaitable de certaines technologies de production ? Plus généralement, comment prendre en compte dans ces procédures des paramètres de choix non monétaires (diversité énergétique, "dispatchabilité" des moyens de production[99],...) ou des coûts externes ?

Tant en pratique qu'en théorie, ces questions conduisent à des considérations complexes. En excluant la compagnie et ses filiales de l'appel d'offres, le régulateur privilégie *a priori* une procédure moins discriminatoire, mais réduit sans doute sensiblement l'intensité de la concurrence et par suite les effets bénéfiques attendus[100]. Par ailleurs des négociations bilatérales *ex post* sont prévisibles -et sans doute souhaitables- du fait de la complexité des contrats qui régiront les rapports ultérieurs de la compagnie et des producteurs indépendants. Ces négociations seront anticipées par les candidats à l'appel d'offre, et cette anticipation même influe sur la forme souhaitable de l'appel d'offre[101]. Enfin, si la prise en compte dans les appels d'offre de considérations relatives à l'environnement ou à la diversité des énergies primaires est unanimement préconisée, elle soulève le difficile problème de leur valorisation économique (élément nécessaire pour la transparence de la procédure)[102].

En conclusion, l'on voit que si la régulation des quantités de nouvelles capacité est convenablement assurée par une procédure d'appels d'offre, réduisant ainsi la principale inefficacité des approches précédentes, la question de la juste incitation financière au développement de certaines technologies de production reste au premier plan.

' La "dispatchabilité" est la possibilité de faire varier, à la demande du dispatching, la production du groupe considéré.

[50] Jerry L. Pfeffer, «Customer Interests and Concerns in Competitive Bidding for new Power Supplies», in J.L. Plummer & S. Troppmann, *op. cit.*

^ Par exemple : «Subsequent négociations (...) destroy the incentive of the bidders to bid in a truth-revealing manner [in a second price auction]» (Michaël H. Rothkopf, Edward P. Kahn, Thomas J. Teisberg, Joseph Eto & Jean-Michel Nataf, «Designing PURPA Power Purchase Options: Theory and Practice», in J.L. Plummer & S. Troppmann, *op. cit.*, p. 167).

^[2] J.L. Plummer & S. Troppmann, «Considerations of Environmental and Fuel Diversity Factors in Competitive Biddings», in J.L. Plummer & S. Troppmann, *op. cit.*,

6.1.2. Une propriété supplémentaire des prix du pool *anglo-gallois*

Dans un cadre réglementaire d'ouverture, la régulation des quantités de nouvelles capacités est *a priori* moins nécessaire. Les investisseurs potentiels fondent leurs décisions sur l'anticipation des besoins futurs en matière d'énergie électrique et du niveau des prix de l'énergie. Pourtant l'examen des projets d'investissements dans le secteur électrique britannique 18 mois après la libéralisation/ privatisation révèle une tendance nette au surinvestissement (voir tableau 6.1.1) : les valeurs annuelles d'accroissement de capacité figurant dans le tableau doivent être comparées à une valeur moyenne de l'ordre de 500 MW obtenue en multipliant la capacité installée en 1991 (environ 60 GW pour une demande de pointe de 50 GW[103]) par un taux prévu d'accroissement de la consommation (0,5 à 1 %)[104].

Le mécanisme régulateur apparaît beaucoup moins clairement encore en matière de choix de technologies de production. Il existe un accord assez large sur l'idée selon laquelle une certaine diversité des énergies primaires employées pour la production d'électricité est souhaitable pour se prémunir des aléas sur les marchés énergétiques (variations relatives des prix du gaz, du pétrole, du charbon...). Les mécanismes de la concurrence favorisent-ils cette diversité ? L'examen du tableau 6.1.1 incite à en douter.

[103] NGC, *Seven Year Statement for the years 1990/1 to 1996/7* (National Gric Company, avril 1990), p. iv.

10* Cette valeur de référence indique donc l'accroissement de capacité qui serait strictement nécessaire pour accompagner la croissance de la consommation.

année	compagnie	type de centrale	capacité MW
1991	Lakeland	CCGT	220
	Total		**220**
1992	PG	CCGT	900
	Teeside	CCGT	1875
	Total		2 775
1993	NP	CCGT	620
	Peterborough	CCGT	348
	Yorkshire Elec.	CCGT	272
	Corby	CCGT	412
	BNFL	CCGT	159
	Deeside	CCGT	463
	Total		2 774
1994	AESE	CCGT	470
	AESE	CCGT	190
	NE	PWR	1248
	NP	CCGT	1500
	NP	CCGT	750
	Scottish Hydro	CCGT	708
	PG	CCGT	800
	Seabank	CCGT	1210
	Thames	CCGT	1000
	Total		7 **876**
1995	Scottish Hydro	(Interconnexion)	750
	NP	CCGT	750
	Humber	CCGT	1320
	Total		2 **820**
1996	Deeside	CCGT	337
	Total		337
	TOTAL		16 **302**

(Signification des sigles :
NP: National Power, 3è producteur européen
PG: PowerGen, 6è producteur européen
NE: Nuclear Electric, entreprise publique chargée de la production nucléaire
CCGT: turbine à gaz à cycle combiné)
PWR: réacteur nucléaire à eau pressurisée

Table 6.1.1. Projets fermes d'investissements de production pour les années 1991-1996 en Angleterre et au Pays de Galle (état en décembre 1991)

(Source : *Power in Europe*, 5 décembre 1991, p. 7.)

La plupart des producteurs, y compris les grands producteurs issus du démantèlement optent pour une même technologie, caratérisée par de faibles coûts d'investissements (donc une rentabilité rapide appréciable dans le contexte incertain de la concurrence) et de surcroît rendue attractive par les faibles coûts du gaz (et les importantes ressources nationales). Le *Major*

Electricity Users Council s'est inquiété assez précocement de cette uniformité et a recommandé l'intervention du régulateur[10]^.

Le point positif (au regard des objectifs de la réforme de libéralisation) que met en évidence le tableau 6.1.1, c'est la vigueur du phénomène d'entrée sur le marché. Hormis pour l'année 1994 (année de mise en service de la tranche nucléaire *Sizezvell B)* les nouvelles capacité prévues sont très majoritairement le fait de producteurs autres que les trois producteurs dominants issus de la réforme *(National Power, PoxverGen, Nuclear Electric).* Il est vrai que plusieurs de ces nouveaux producteurs sont des compagnies publiques de distribution *(RECs).* Il faut aussi relativiser les effets bénéfiques de la concurrence en matière de diversité des moyens de production, dans la mesure où l'ensemble des concurrents semblent être conduits aux mêmes choix technologiques. Enfin, l'effet d'imitation que produit apparemment la concurrence ne favorise pas la diversification des technologies de production en général ni l'émergence de technologies 'souples' en particulier[106]. Cependant la concurrence existe, et elle est active.

Biais tarifaires en faveur des moyens de pointe

Ce constat semble contradictoire avec l'analyse faite plus haut selon laquelle, sauf régime contraignant vis-à-vis des fournisseurs dominants (qui sont ici les trois grands producteurs), la concurrence n'avait guère de chance de devenir effective. Mais la contradiction n'est qu'apparente. En effet le système tarifaire du *pool* induit un système de rémunération de la production favorable aux moyens de pointe, comme nous allons maintenant l'établir

On se souvient qu'une des propriétés du système de prix *spot,* mise en évidence dans la section 5.2, est qu'il limite fortement les possibilités de différenciation tarifaire. On a vu en particulier que les prix *spot* ou les

>[5] MEUC, Memorandum to the House of Commons Select Committee on Energy Inquiry into Electricity Privatization (novembre 1991), points 28 à 30.

[56] Sur la définition des technologies souples (moyens de production de faible taille unitaire ou utilisant des énergies renouvelables...) de production d'électricité et une argumentation en faveur de leur compétitivité économique, voir Alexandra von Meier, «Integrating Supple Technologies into Utility Power Systems: Possibilities for Reconfiguration» in Jane Summerton, éd., *Changing Large Technical Systems* (Boulder, CO: Westview, 1994). Leur faible essort dans le contexte concurrentiel postérieur à la réforme a conduit le régulateur britannique à préconiser des incitations économiques financées par la levée d'une taxe à la consommation d'électricité *(Power in Europe,* n° 154, p. 20).

contrats de différence qui en découlent opèrent une péréquation entre consommateurs défavorable aux consommateurs réguliers. S'agissant de la rémunération des producteurs, on montre dans le cadre du même modèle que la rentabilité par £ investie des moyens de pointe est supérieure à celle des moyens de base lorsque la majoration des prix par rapport aux coûts marginaux porte essentiellement sur le prix à la pointe (voir l'annexe de ce chapitre).

Or les prix du *pool* anglais semblent assez conformes à cette hypothèse. Nous avons précédemment[107] mis en évidence le fait que ces prix sont par construction des prix horosaisonniers[108]. Or, ils sont spécifiquement soumis dans les périodes de consommation élevée[109] à une majoration destinée à assurer le financement des investissements futurs *(capacity payments)*[110]. Cette règle tend à rémunérer avantageusement les moyens de pointe au détriment des moyens de base exclusivement possédés par les trois producteurs dominants. Elle produit ainsi deux effets simultanés : elle incite au développement des moyens de pointe (sur-rémunérés) et elle facilite -de ce fait- l'émergence d'une frange concurrentielle dans ce développement.

6.1.3. Politique énergétique et réglementation de l'accès aux réseaux: l'obligation de péréquation

La propriété des prix du *pool* anglo-gallois que nous venons de mettre en évidence est la manifestation d'une loi plus générale. On observe en effet que la 'niche' favorable aux moyens de production de pointe résulte en définitive d'une péréquation instaurée par la réglementation des prix de l'énergie. Or on peut identifier des phénomènes analogues dans d'autres contextes institutionnels.

Ainsi les avatars de l'obligation de rachat à laquelle est soumise EdF ressortissent d'une analyse similaire : l'existence de tarifs imparfaitement différenciés (par référence aux coûts de production) a facilité le développement d'une technologie de production de pointe (groupes diesel)

[107] Voir le point 5.2.5.

[108] Au sens de la section 5.2.

[109] périodes du 'Tableau A' dans le jargon réglementaire britannique.

[110] NGCS, *An introduction to the initial pool rules,* prepared for the Executive Committee (NGC Settlements Ltd, December 1991).

alternative et apparemment préférable[111] à la technologie adoptée par EdF (turbines à combustion). Même si l'effet est ici involontaire, on perçoit bien les applications plus maîtrisées auxquelles ce mécanisme pourrait donner lieu, notamment s'il était dissocié de l'obligation de rachat.

Cette analyse peut inspirer deux réflexions opposées. D'une coté, un régulateur soucieux d'efficacité économique peut chercher à permettre la plus grande différenciation tarifaire possible, en s'attachant seulement à ne pas donner son aval à des structures tarifaires manifestement discriminatoires (donc néfastes à une concurrence souhaitable. A l'inverse, le régulateur peut juger que ces péréquations constituent un instrument relativement fin de réglementation de l'entrée sur le marché de la production, et chercher à les employer comme tels. On se rapproche alors de la conception du régulateur britannique des télécommunications :

> «Les bénéfices de la concurrence sont si importants qu'il est souhaitable que la réglementation favorise *(assist)* l'entrée de nouveaux opérateurs. Cela peut être obtenu soit en accordant des tarifs favorables d'interconnexion aux nouveaux entrants, soit en imposant aux anciens monopoles une obligation de service universel à un prix uniforme tout en laissant une grande liberté aux entrants en matière de services et de tarifs, ce qui revient à les autoriser à pratiquer l'écrémage [c'est-à-dire la captation sélective des segments de marché les plus profitables].»[112].

6.2. Vertus et limites de la 'dépéréquation amont'

Nous avons considéré dans la section précédente les effets potentiellement anti-concurrentiels de la différenciation tarifaire : un fournisseur dominant peut, par des transferts financiers appropriés entre ses consommateurs, décourager l'entrée sur le marché de concurrents potentiels qu'il prive de 'cible commerciale'. Cette barrière à l'entrée est rendue plus efficace encore par la possibilité qu'a le fournisseur dominant d'adapter sa stratégie au comportement des entrants. Pour favoriser la concurrence, le

[11] La Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC) du ministère de l'Industrie note : «Il apparaît de plus en plus que le coût des diesels de pointe s'avère inférieur à celui des turbines à combustion d'un parc centralisé.» *(Enerpresse,* 1 août 1994, 'document', p. 2).

[12] Le Directeur de l'OFTEL cité par Ian Dobbs & Paul Richards, «Policy Implications of Postal Network Access», in M. Crew & P. Kleindorfer, eds, *Regulation and the Nature of Postal and Delivery Services* (Boston: Kluwer, 1993), p. 264.

régulateur peut être conduit à limiter cette différenciation tarifaire de façon plus ou moins arbitraire.

Mais cette action a un coût. La différenciation tarifaire, lorsqu'elle ne s'apparente pas à une discrimination abusive, permet d'accroître l'efficacité des prix. Si l'on suppose en particulier que la frange concurrentielle n'est pas en mesure d'occuper les 'niches' ainsi aménagées à son intention, les consommateurs concernés sont défavorisés *(discriminated against).* Dans les lignes qui suivent nous étudions les conditions dans lesquelles les régulateurs publics sont amenés, pour des raisons de politique industrielle générale, à accepter une différenciation tarifaire très fine pouvant aller jusqu'à la discrimination. Puis nous discutons à partir de certains travaux théoriques la mesure dans laquelle la discrimination tarifaire en faveur des consommateurs industriels peut être justifiée du point de vue d'un régulateur bienveillant. Enfin nous illustrons par quelques exemples tirés de la pratique réglementaire les formes non tarifaires de dépéréquation entre consommateurs industriels et consommateurs domestiques.

6.2.1. L'enjeu de la dépéréquation amont

L'observation de la pratique réglementaire révèle que les régulateurs sont souvent soucieux de prendre en compte les effets indirects de leur action de contrôle en matière de tarifs industriels. En France par exemple, EdF a pu avec l'accord de sa tutelle signer d'importants contrats sur mesure[113] avec de gros clients industriels. Par ailleurs, le rapport Mandil récemment rendu public préconise d'assurer aux activités susceptibles de se délocaliser *«des approvisionnements énergétiques aux meilleurs coûts»*[114]. En Angleterre et au Pays de Galle, le surcoût des contrats d'approvisionnement en charbon national à un prix supérieur aux cours mondiaux (imposé par le régulateur) a été répercuté sur les seuls clients domestiques[115].

Sous l'effet de l'intensification de la concurrence économique internationale, les régulateurs sont donc de plus en plus sensibles à la notion de dépéréquation amont, c'est-à-dire au principe d'allouer les moyens de

[113] *'Sweetheart contracts'* selon l'expression de *Power in Europe* qui souligne que certains de ces contrats ont attiré l'attention de la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne *(Power in Europe,* 25 septembre 1992).

[114] Voir le chapitre 2, point 2.2.2.

[115] En fait sur les *franchise customers* qui incluent également les petits consommateurs industriels, (voi *Power in Europe* XXX)

production les plus économiques en priorité aux clients industriels. Ceux-ci sont alors avantagés non seulement à court terme par le bénéfice de tarifs réduits, mais également à long terme puisque, si les performances économiques relatives des moyens de production devaient évoluer, le principe de dépéréquation amont conduirait à modifier en conséquence les sources d'approvisionnement des 'consommateurs sensibles' (qui continueraient à bénéficier des technologies les plus efficaces du moment).

La notion de dépéréquation amont est en contradiction flagrante avec la logique de l'interconnexion qui fonde l'organisation industrielle traditionnelle des systèmes électriques. Elle se différencie à cet égard de la simple différenciation tarifaire qui a pour seul effet (mais il n'est pas négligeable) de répartir d'une façon jugée appropriée le coût total de la compagnie d'électricité. La dépéréquation amont s'apparente davantage à une forme de discrimination, dans la mesure où elle aboutit à faire supporter par certains consommateurs seulement des coûts antérieurement partagés entre tous : erreurs d'anticipation commises par la compagnie (en matière de prix relatifs des énergies primaires ou de règles environnementales par exemple) ; échecs technologiques (comme l'incapacité à maîtriser les coûts de production nucléaire[116]), obligations diverses auxquelles la compagnie est sujette (notamment l'obligation d'employer le charbon national dans la production d'électricité).

La dépéréquation amont se traduit donc, à court terme comme à long terme, par un renchérissement du coût de l'électricité pour les consommateurs qui n'en bénéficient pas. Le caractère disciminatoire d'une telle règle d'allocation des coûts et des risques est flagrant. Elle est pourtant, dans l'esprit des régulateurs qui la préconisent, souhaitable puisque de nature à améliorer le bien-être social. D'un point de vue normatif, la dépéréquation amont pose donc problème.

Faut-il renoncer en la matière à la notion paretienne d'optimalité, et admettre qu'une mesure qui améliore la situation des consommateurs industriels en dégradant celle des consommateurs domestiques peut être socialement désirable (par exemple si son bilan en termes de surplus social est globalement positif) ? Faut-il admettre que la répartition antérieure du surplus issu de la fourniture d'électricité était profondément inéquitable, et

[16] Un exemple significatif est ici encore donné par le *pool* anglo-gallois : les autoproducteurs (industriels) sont dispensés du paiement de la *nuclear levy*, taxe perçue sur toutes les ventes d'électricité et servant à subventionner l'entreprise publique de production nucléaire.

qu'elle doit donc être modifiée au bénéfice des consommateurs industriels ? (Et dans ce cas, comment faire accepter une telle mesure ?) Ou, moins radicalement, faut-il supposer qu'une mesure favorisant les consommateurs industriels bénéficie indirectement, dans un sens qu'il faut alors préciser, aux consommateurs domestiques ? C'est cette dernière voie que suggère la théorie économique, comme nous allons l'examiner maintenant.

6.2.2. Retour sur l'efficacité des prix pour les consommateurs industriels

Dans leurs analyses des question théoriques soulevées par la tarification des services publics marchands, Steven Brown et David Sibley développent une analyse originale sur les prix de ces services pour les usages industriels[117]. Donnons-en brièvement une idée. On considère une économie fermée, formée de trois classes d'agents économiques : les *public utilities*, les industries et les consommateurs domestiques ; les différents secteurs industriels sont par ailleurs supposés concurrentiels ou sans barrières à l'entrée. Le résultat principal de l'analyse de Brown et Sibley est le suivant : tout changement de prix des services publics marchands qui améliore le surplus social améliore également le sort des consommateurs domestiques[118].

Ce résultat peut s'interpréter de la manière suivante : le jeu de la concurrence contraint les industries bénéficiant de la baisse du prix des services publics marchands (qui sont des facteurs de production) à répercuter une partie de ce bénéfice aux consommateurs domestiques à travers une diminution du prix des biens manufacturés[119]. Bien que le cadre considéré par Brown et Sibley soit considérablement simplifié par rapport aux conditions réelles d'activité des entreprises de service public, leur analyse éclaire sous un angle différent l'importante question de réglementation que constitue la dépéréquation amont.

[117] Chapitre 6, «Efficient pricing and flowthrough», in S.J. Brown & D.S. Sibley, *The theory of public utility •pricing* (Cambridge: Cambridge University Press, 1986).

[118] C'est évidemment le cas si l'on prévoit un mécanisme réglementaire explicite de redistribution du gain de surplus de façon qu'aucun agent économique ne voit sa situation détériorée. Cependant «de tels mécanismes sont rares» *(ibid.*, p. 131). C'est un mécanisme économique implicite de redistribution que met en évidence l'analyse rapportée ici.

[119] *Ibid*, p. 157.

La prise en compte de l'effet de répercussion[120] conduit en effet à en relativiser le caractère discriminatoire : bien qu'elle accroisse la facture des consommateurs péréqués, la dépéréquation peut leur bénéficier indirectement. D'un point de vue réglementaire, deux aspects doivent alors être considérés. Le régulateur doit s'assurer d'abord que le bénéfice pour la collectivité dans son ensemble est supérieur au coût pour les consommateurs péréqués, ensuite que l'effet de répercussion est suffisamment important pour garantir à ces derniers une compensation raisonnable (afin de ne pas trop malmener le critère de Pareto, dont la légitimité en matière de politique économique est solidement ancée dans les esprits).

Il nous semble cependant que l'analyse de Brown et Sibley ignore un point important. S'agissant de services de réseau, dotés d'une forte dimension territoriale, le principal effet de répercussion ne sembla pas être un effet-prix. L'examen des motifs réels de réglementation montre que les mesures de dépéréquation concernent au premier chef des industries susceptibles de délocalisation[121]. Dans une période marquée par un chômage important, c'est en termes d'emplois créés ou préservés davantage qu'en termes de prix que le régulateur ou les pouvoirs publics attendent les retombées favorables d'une telle politique. On voit ainsi que l'enjeu essentiel est la délimitation d'un espace économique pertinent, comme une brève discussion du contexte européen nous permettra de l'illustrer.

Il existe deux manières pour un Etat membre de l'Union européenne de concevoir la dépéréquation entre consommateurs. Il peut à un niveau national allouer les moyens de production les plus performants aux consommateurs les plus sensibles au prix de l'électricité. C'est -aux complications introduites par la structure des prix du *pool* près- l'approche retenue par le régulateur britannique lorsqu'il protège certains consommateurs industriels contre le prix élevé du charbon national. Il vise ainsi à conserver sur le territoire national des industries pourvoyeuses d'emplois.

-° Nous traduisons par cette expression peu littérale le terme *flowthrough* employé par Brown et Sibley.

^ L'introduction du Rapport Mandil énumère les phénomènes «rendant le statu quo [réglementaire] problématique» : en particulier, «La compétition industrielle a franchi un degré supplémentaire avec les risques de délocalisation de certaines activités : il devient donc indispensable d'assurer à ces activités des approvisionnements énergétiques aux meilleurs coûts.» *(op. cit.,* p. 1).

Ou bien le régulateur peut adopter un point de vue européen : il proposera alors de garantir aux industriels européens l'accès aux meilleures sources d'approvisionnement en Europe. C'est l'approche préconisée par le rapport Mandil. Les implications sur la répartition spatiale des activités industrielles n'est alors pas la même. En particulier cela revient à admettre qu'un industriel installé dans un pays A, où il crée des emplois (et où il paye ses impôts), puisse bénéficier des moyens de production les plus économiques d'un pays B sans avoir besoin de s'y délocaliser.

Les instances européennes encouragent naturellement cette seconde approche, qui contribue à l'émergence d'un espace économique européen. Le succès de cette démarche dépend à l'évidence en dernier recours de l'acceptation par les citoyens des Etats membres de la solidarité économique européenne ainsi instaurée.

6.2.3. Les formes non tarifaires de dépéréquation amont

Nous avons jusqu'ici présenté la dépéréquation exclusivement comme un problème de répartition des coûts de production entre les clients d'un ensemble interconnecté. Elle peut cependant revêtir des formes diverses, comme nous allons brièvement l'illustrer par trois exemples européens qui nous permettront de conclure cette section.

En France, différentes collectivités locales ont passé des accords avec EdF pour la fourniture aux consommateurs industriels installés sur leur territoire d'une électricité de haute qualité. Encore ceci ne constitue-t-il pas nécessairement une dépéréquation non plus qu'une entorse à la logique de service public. Plutôt, cela apparaît comme une conséquence naturelle de la contrainte de mutabilité, l'un des trois principes du service public *à la française*'[122].

En France encore, EdF poursuit depuis quelques années une politique originale consistant à entrer dans l'actionnariat de certains de ses plus gros clients industriels. Le cas le plus spectaculaire concerne le haut-fourneau

[12] Avec la continuité et l'équité (voir notre section 1.2). Rappelons que «le principe de mutabilité implique que les prestations servies au public soient toujours adaptées à ses besoins : si les circonstances changent, si les usagers présentent de nouvelles exigences, les services publics doivent s'y conformer. Les services publics sont soumis à la «loi du progrés», c'est-à-dire que leurs prestations doivent sans cesse augmenter, en quantité comme en qualité.» (Jacques Chevallier, *Le service public* (Paris: PUF, coll. Que sais-je ?, 2è éd. mise à jour, 1991), p. 73-4). Ajoutons que le principe de mutabilité peut comporter des connotations économiques (contrainte d'efficacité dans la fourniture du service).

construit par Pechiney Aluminium à Dunkerke. Compte tenu en particulier de la réputation de la compagnie d'électricité sur les marchés internationaux de capitaux, sa participation au financement de projets constitue un soutien appréciable aux industriels concernés, qui s'ajoute aux contrats de fourniture d'électricité sur mesure (déjà mentionnés).

Enfin en Finlande la dépéréquation a pris un tour radical par l'apparition d'un second réseau d'interconnexion à l'initiative de quatre sociétés de production pour servir des intérêts industriels[123]. Il semble que l'effet recherché en l'occurence soit une dépéréquation des coûts de réseau, l'alimentation exclusive de clients industriels ne nécessitant pas le développement coûteux de réseaux de distribution.

6.3. Le service universel en question

C'est précisément au niveau de la distribution que se manifestent les enjeux liés au service universel de l'électricité, auxquels nous consacrons cette dernière section. La distribution (locale-régionale) apparaît en effet comme le niveau pertinent pour la réalisation des missions du service public.

Sauf dans des cas rares, la péréquation des tarifs est effectuée au sein des zones de distribution. La qualité des service (qualité technique de l'électricité : fréquence, tension, mais aussi qualité des services commerciaux) a également un caractère fortement 'local' (au sens élargi). Enfin la distribution est de plus en plus largement reconnue comme le niveau pertinent d'écoute des besoins spécifiques des consommateurs-clients. Egalité, continuité, mutabilité apparaissent ainsi comme des enjeux fortement locaux.

En dissociant les fonctions économiques de distribution et de fourniture, l'ouverture des réseaux modifie les conditions d'accomplissement du service public (ou, selon la terminologie européenne, du service universel), en particulier dans ses missions d'égalité et de continuité.

[123] Patrice Bruel, Bertrand Heilbronn, Erik Pharabod, «Tarification du transport, un éclairage international : les pratiques en Angleterre et au Pays de Galles, aux Etats-Unis et dans les pays Scandinaves», Note interne EdF/DER (n° HR-A1/93/014, 10 décembre 1993), p. 20. Voir également Erkki Stam, «Future prospects of the electricity supply industry in Finland», Conférence internationale des grands réseaux électriques à haute tension (CIGRE), réunion de Johannesburg (4-8 octobre 1993, rapport 37-93(FI)10).

6.3.1. Le financement du service universel

La conséquence la plus évidente de la dépéréquation étudiée dans la section précédente est une diminution, une suppression ou même une inversion du subventionnement traditionnel des consommateurs domestiques par les indutriels. Ceci pose le problème du financement du service universel, et en particulier des segments non solvables de la demande d'électricité, c'est-à-dire les ménages qui ne peuvent pas payer l'électricité à hauteur du coût consenti pour les alimenter. Cela peut concerner les ménages à faibles revenus ou les ménages en zones peu denses (où le coût de desserte est très élevé). Quelles peuvent être les sources de financement de ces services non solvables ? Quatre approches distinctes et en partie contradictoires sont retenues en pratique. Nous les examinons tour à tour.

Notons d'emblée qu'il ne s'agit pas d'entreprendre ni même d'esquisser une discussion générale sur les avantages comparés des différents modes de financement des infrastructures de réseau. Une telle discussion devrait prendre en compte l'ensemble des flux financiers entre les fonds publics et les entreprises de réseau. Notre objectif, plus ponctuel, est d'évaluer la stabilité à moyen terme de différents modes de subventionnement des coûts liés à des missions de service public (ou de service universel) dans le contexte nouveau créé par l'ouverture des réseaux, c'est-à-dire lorsque les entreprises chargées de ces missions de service public sont par ailleurs plongées dans un environnement concurrentiel.

Le financement par les contribuables

Le subventionnement des entreprises de service public par les fonds publics peut prendre des formes très diverses. Donnons-en deux exemples français. Le premier est emprunté aux chemins de fer : certains services régionaux de transport de personnes sont aujourd'hui subventionnés par les Conseils régionaux dans le cadre de conventions avec la SNCF. Cela concerne des liaisons que les élus locaux souhaitent voir maintenues ou établies alors qu'elles sont considérées comme non rentables par l'entreprise.

Le développement des réseaux téléphoniques dans l'entre-deux-guerres nous fournit un second exemple : celui-ci a donné lieu, notamment en zone rurale, à des avances remboursables consenties par les collectivités territoriales à l'administration des PTT. Par leurs conditions avantageuses, ces

avances s'assimilaient à des subventions de la part des collectivités[124]. Par ailleurs ces avances se cumulent avec les crédits de l'Etat, également financés par l'impôt.

Cette première possibilité se heurte cependant à une résistance croissante relatives au transfert explicite de fonds publics vers les entreprises. Si l'on peut trouver à cette résistance des justifications économiques[125], elle cependant renforcée par le contexte économique général et la situation financière des institutions publiques. Surtout, lorsque l'entreprise en charge des missions de service public est par ailleurs active sur les segments concurrentiels, les subventions d'Etat sont suspectées de distordre la concurrence, parce qu'elles excéderaient le coût réel des missions de service public.

Cette première objection peut être levée, dans un système ouvert, par l'instauration d'appels d'offre pour l'attribution des concessions de services publics : on choisit ainsi parmi différents candidats celui qui s'engage à accomplir les missions de service public avec le financement public le plus faible. Dans de nombreux cas, cette procédure peut cependant s'avérer trop lourde ou impraticable.

Le financement par l'ensemble des consommateurs

La voie la plus naturelle consiste alors à faire payer les seuls consommateurs d'électricité. La première manière de faire consiste à mettre en oeuvre une taxe à la consommation alimentant un fonds de péréquation[126]. Cette méthode prend en compte les critiques économiques mentionnées précédemment. De plus, elle rend le financement indépendant de l'état des finances publiques.

Cependant la destination et l'utilisation précises des recettes de la taxe doivent être spécifiées sans ambiguïté pour que celle-ci ne soit pas suspectée,

[24] Thierry Vedel, «Les relations entre les colectivités locales et France Telecom», communication au colloque *Le modèle français d'administration est-il en crise?* (Association française des sciences politiques, 7-8 février 1991).

-[5] «En obligeant le monopole à couvrir ses coûts fixes, on répercute dans les prix toute manipulation des coûts fixes en espérant susciter un contre-pouvoir de la part des consommateurs, à condition que ceux-ci soient plus aptes à réagir que la masse des contribuables» (J.J. Laffont et J. Tirole, «Libéralisation et charges d'accès», *mimeo* (Toulouse, Institut d'économie industrielle, 8 mars 1994), p. 10).

-[6] On parlera plus rigoureusement de "recettes affectées" lorsque l'usage du produit de la taxe est spécifié à l'avance.

au même titre que les subventions publiques pures, de fausser le jeu de la concurrence. On rencontre ici l'une des principales motivations réglementaires pour la séparation entre les activités de fourniture ouvertes à la concurrence et celles réservées à la compagnie chargée des missions de service public.

C'est l'approche retenue par la Commission européenne qui introduit dans le livre vert sur les services postaux[127] la distinction entre services universels, services réservés et services libéralisés. Bien que les définitions exactes de ces différentes catégories ne figurent pas dans ce document, les premiers semblent désigner les activités correspondant aux missions de service public non solvables ou sous tarifées de l'entreprise[128].

Les seconds correspondent apparemment aux services de base (par exemple, les lettres de moins de 100 grammes), y compris sur les segments rentables (de ville à ville) considérés comme une source de revenus nécessaire à l'équilibre financier de l'entreprise Ils sont inclus dans le monopole. Les derniers sont enfin les services ouverts à la concurrence sans restriction (courrier express, transport de colis, «nouveaux services très différents des services standards figurant dans le secteur réservé»[129], flux transfrontaliers et publipostage).

Dans le cas des services postaux, l'approche de la Commission est donc d'établir des subventions explicites entre certaines catégories de services, tous les consommateurs participant en définitive au financement des services non solvables. Mais il arrive que la séparation entre segment concurrentiel et segment réservé soit effectuée en fonction de critères portant sur les consommateurs et non plus sur les services : c'est le cas du marché de l'électricité anglo-gallois, où l'appartenance à l'un des deux segments dépend de la taille du consommateur considéré. La question est alors posée avec davantage encore d'acuité, de savoir quels consommateurs financent les segments non rentables.

[127] CCE, *Livre vert sur le développement du marché unique des services postaux* (Bruxelles : Commission des communautés européennes, 11 juin 1992).

[128] «Le service universel doit permettre de répondre mieux aux attentes de ceux qui dépendent le plus du service postal : les habitants des zones rurales, les petites et moyennes entreprises, les personnes impliquées dans les secteurs de la presse et de la vente par correspondance.» (Filippo Maria Pandolfi (vice-président de la Commission des communautés européennes), «Le concept de service universel applicable à la dimension postale», *Cahiers de l'IREPP* (n° 13, mars 1993).

[129] *Ibid.*

Une deuxième approche, originale, est proposée par le législateur suédois. Il s'agit de faire participer tous les consommateurs d'énergie au financement de la distribution d'électricité en zones peu denses :

> «Les zones de concession devront contenir en proportions appropriées des consommateurs induisant des coûts de transport [et de distribution] respectivement élevés et faibles, de manière à obtenir des coûts moyens raisonnables pour la zone prise dans son ensemble. En pratique il s'agira souvent de rendre la zone de distribution suffisamment étendue et d'associer adéquatement des aires denses et des aires peu denses. Ceci permet de protéger les habitants des zones peu denses contre des coûts de distribution élevés.»[130]

Tous les consommateurs payant les coûts de transport et de distribution moyenbs de la zone de concession, tous participent de façon égale au coût du service universel. Cette approche séduisante soulève cependant des doutes quant à sa stabilité, comme nous l'argumentons dans le point suivant.

Le financement par les consommateurs du segment concurrentiel

Certains auteurs et certains régulateurs préconisent l'inclusion des coûts de service universel dans les prix d'accès aux réseaux d'interconnexion. C'est par exemple une des propriétés de *l'efficient component pricing rule* issue de la théorie de la contestabilité. Notons que dans cet exemple, les consommateurs du secteur réservé apportent également leur contribution.

La principale faiblesse de cette règle est son instabilité à terme. Par son existence même et *a fortiori* si elle est élevée, elle peut inciter les consommateurs indépendants à contourner le réseau 'public', tarissant du même coup la source de financement à laquelle elle est supposée puiser. La règle suédoise semble comporter la même faiblesse.

Il faut cependant noter que le contournement *(bypass),* enjeu majeur dans le secteur des télécommunications, est dans le domaine électrique moins aisé. Le réseau d'interconnexion, comme nous l'avons fréquemment mentionné, fournit en plus de l'énergie elle-même des services 'ancillaires' indispensables pour la plupart des utilisations de l'électricité. Le contournement individuel (par exemple en se reliant avec un producteur par une ligne séparée) est donc peu attractif[131]. L'exemple de la Finlande, déjà

>° Projet de loi sur le commerce compétitif de l'électricité,«Summary of Government Bill 1993/94:162», p. 7.

!1 Et souvent illégal!

mentionné, constitue un cas unique à notre connaissance de 'contournement collectif, qui élimine partiellement les inconvénients du contournement individuel.

Le financement par les seuls consommateurs du segment réservé

La solution réglementaire la plus stable consiste peut-être en définitive à anticiper ces contournements et à ne faire participer au financement du service universel que les consommateurs d'un segment réservé difficilement contournable. L'exemple (transitoire) en est donné par les compagnies de distribution anglaise qui, dans la période postérieure à la réforme de 1990, ont garanti leurs revenus par des hausses importantes des prix de l'électricité.

Le financement du service universel par le seul segment réservé produit d'ailleurs nécessairement nécessairement une hausse des prix dans le segment réservé. Ceci nous conduit à une discussion de même nature que celle relative aux effets de la dépéréquation amont. Dans une certaine mesure, ce transfert de revenus peut être bénéfique à tous[132].

6.3.2. La crise de la distribution ?

La résolution de la question du financement du service universel n'apporte qu'une réponse partielle au problème plus général de la profitabilité d'une compagnie de distribution dans un contexte ouvert. Quel que soit l'équilibre réglementaire obtenu, les bénéfices de la fonction de distribution *stricto sensu* semblent condamnés à décroître, sous l'effet de la dissociation entre distribution et fourniture.

En effet il se produit au niveau des réseaux de distribution un phénomène analogue à celui que nous avons mis en évidence pour les réseaux de transport[133] : le service de simple distribution contre rémunération est moins rentable que le service de fourniture (fondé sur l'achat/revente d'élecricité). Ainsi, que le consommateur industriel contourne la compagnie locale de distribution pour se raccorder directement au réseau de transport, ou qu'il utilise son réseau en échange d'un prix d'accès mais en s'approvisionnant chez un fournisseur tiers, il occasionne

[132] A condition de ne pas bénéficier aux seuls actionnaires des compagnies de distribution, comme le procès en a déjà été fait aux compagnies anglo-galloises.

133 y 0 j r point 1.1.3. et l'analyse concordante de Stalon qui y est rapportée.

dans les deux cas une perte de profit pour la compagnie de distribution par rapport à la situation où il s'approvisionnerait auprès d'elle[134].

Ce danger de 'paupérisation' des compagnies de distribution a été anticipé par les réformateurs anglais. Les documents régissant les activités des deux gros producteurs *(Generation licences)* limitent initialement les possibilités de vente directe (par contournement de la compagnie) à 7% de la consommation totale de la compagnie pour chacun des producteurs et pour une période de huit ans. Dès le 21 mai 1990 (moins de deux mois après la mise en oeuvre de la réforme) des dérogations furent accordées aux deux producteurs vis-à-vis de quatre compagnies de distribution (sur douze). A la fin de 1990, d'autres dérogations furent demandées, et cette fois refusées par le régulateur[135].

Les pressions exercées tant par l'amont (producteurs ou fournisseurs indépendants) que par l'aval (consommateurs industriels) et la menace de contournement du réseau de distribution conduisent à mettre en doute la possibilité de préservation à moyen terme de ces quotas[136]. Dès lors apparaît le risque de faillite de certaines compagnies de distribution alimentant une forte proportion de consommateurs industriels.

On voit ainsi se multiplier les contraintes de viabilité à moyen terme des compagnies de distribution dans un système ouvert. Nous avons examiné plus haut l'approche du régulateur suédois, selon laquelle les zones de concession doivent être formées de zones denses et de zones peu denses dans des proportions appropriées. Nous voyons désormais que les zones fortement industrielles doivent être associées à des zones résidentielles garantissant à la compagnie de distribution une part suffisante de clientèle captive de façon à assurer sa viabilité. Ces redécoupages comportent évidemment des enjeux politiques et économiques non négligeables.

[34] Le contournement du réseau de distribution pour les très gros consommateurs industriels (raccordés au réseau à une tension supérieure ou égale à 63 000 Volts. Ces clients directs de EDF Production Transport représentent en 1992 22% de la consommation intérieure française d'électricité. Ils le sont moins lorsque les compagnies de distribution sont des entités relativement indépendantes. Ainsi le premier contournement d'une compagnie de distribution en Angleterre (il s'agit de Yorkshire Electricity) a été signé en 1994! *(Power in Europe,* 14 janvier 1994, p. 24).

[35] *Power in Europe,* 31 janvier 1991, p. 6 sq.

[36] II est vrai que la mesure était d'emblée présentée comme transitoire dans la réforme anglo-galloise.

6.3.3. Une ré-intégration verticale au niveau local-régional

Le contexte qui conduit de façon apparemment inévitable à l'appauvrissement des compagnies de distribution dans un système ouvert peut toutefois être profondément modifié si ces compagnies dépassent leur fonction traditionnelle d'achat-revente d'électricité pour s'engager en propre dans la production d'énergie. On peut en effet penser qu'elles disposent alors d'atouts solides pour entrer sur le marché concurrentiel de la production/ fourniture : une demande (domestique) plus ou moins captive (d'autant plus profitable que des hausses significatives de tarifs seront autorisées) ; un réseau ; des relations commerciales établies avec les consommateurs industriels situés dans sa zone de desserte.

Ce mouvement de ré-intégration verticale, que l'on commence à observer en Angleterre et au Pays de Galles[137], suggère une analogie avec le modèle traditionnel allemand. Les études historiques sur ce pays montrent en effet que l'engagement des compagnies municipales de distribution d'électricité dans l'activité de production traduisait une volonté d'indépendance[138]. Cependant, l'enjeu ne paraît plus être aujourd'hui le monopole territorial de distribution, mais une lutte pour la conquête des marchés de fourniture. Cela soulève en particulier le problème des relations nouvelles entre les compagnies partiellement intégrées de distribution (et entre compagnies de réseau en général), concurrentes en matière de fourniture mais tenues de coopérer, dans la gestion de la sécurité du système, par exemple.

[137] Voir dans le tableau 6.1.1 les investissements de production des compagnies de distribution.

[138] On recherchait en l'occurence l'indépendance politique par l'indépendance économique. Voir Roselyne Messager, «Municipalities as Managers: Heat Networks in Germany», in Joel A. Tarr and Gabriel Dupuy, eds, *Technology and the Rise of the Networked City in Europe and America* (Philadelphia: Temple University Press, 1988).

CONCLUSION DE LA TROISIÈME PARTIE

Le point de départ des analyses menées dans cette dernière partie est que l'ouverture des réseaux permet l'expression de différents pouvoirs de marché. Dans les premiers développements du cinquième chapitre, nous considérons le pouvoir de marché de la compagnie de réseau et ses implications. Le classique problème de la réglementation des monopoles se complique, du fait de l'intrication forte des coûts de transport/interconnexion (segment de monopole) et des coûts de production/fourniture (segment concurrentiel). La complication est encore supérieure lorsque la compagnie gestionnaire du réseau est active sur le segment concurrentiel.

La suite de cette partie est consacrée aux segments partiellement ou non réglementés (production et fourniture). L'instauration de la concurrence n'y interdit pas l'expression de divers pouvoirs de marchés, y compris de la part de certains consommateurs. La principale conséquence de l'existence de ces pouvoirs de marchés est à nos yeux la suivante : dans le processus d'ouverture des réseaux, et quelle que soit sa forme institutionnelle, les règles économiques du système, qui étaient auparavant favorables aux consommateurs domestiques deviennent favorables aux consommateurs industriels. Par 'règles économiques', nous entendons ici les effets cumulés des mécanismes de concurrence et de la réglementation publique.

Nous avons analysé les principaux mécanismes de cette évolution. Le bilan de cette analyse est qu'une fois enclenché l'engrenage de la libéralisation, il semble très difficile de réguler les transferts de revenus des 'petits' vers les 'gros'. Nous avons souligné les risques de discrimination spatiale et sociale que la libéralisation comporte, et la menace qu'elle représente vis-à-vis des missions de service public.

Dans cette courte conclusion, nous voulons tempérer ce jugement[139], en suggérant que l'ouverture des réseaux répond également à une logique économique positive et peut, sous des contraintes réglementaires appropriées, être bénéfique pour la collectivité dans son ensemble. Pour ce faire, nous adopterons un instant le point de vue de l'histoire économique,

Ce que nous avons déjà partiellement fait en discutant les phénomènes de dépéréquation.

soulignant les correspondances entre l'organisation industrielle des réseaux électriques et le contexte économique plus général dans lequel elle s'inscrit.

L'organisation traditionnelle du secteur électrique s'est élaborée dans un contexte de développement très rapide de la consommation d'électricité. La réglementation poursuivait alors deux objectifs : satisfaire les besoins en énergie des entreprises ; promouvoir le service universel auprès de ménages dont beaucoup ont encore un faible pouvoir d'achat[140]. Les prix (en termes constants) de l'électricité baissaient spontanément sous l'effet des gains continuels de productivité. Parallèlement, la croissance économique forte notamment dans les décennies postérieures à la seconde guerre mondiale rendait les entreprises relativement peu sensibles à leurs dépenses énergétiques. C'est ainsi qu'un consensus a pu émerger en faveur du subventionnement des ménages par les entreprises.

Les données du problème sont aujourd'hui différentes, presqu'inversées. La majorité des ménages est raccordée au réseau ; l'accès universel aux réseaux électriques est considéré comme une situation acquise et plus comme une priorité nationale. A l'inverse les entreprises soumises à une concurrence de plus en plus sévère dans un contexte de croissance faible sont beaucoup plus sensibles aux prix de leurs facteurs de production et à la possibilité de réduire leurs charges financières[141].

L'ouverture des réseaux répond à cette évolution du contexte économique, et d'une certaine manière de la façon la plus conforme qui soit aux principes de l'économie du bien-être : elle fait supporter aux consommateurs les plus captifs (les consommateurs domestiques) une part croissante des coûts des systèmes électriques pour en décharger les consommateurs devenus les plus 'élastiques' à leur facture énergétique. L'évolution réglementaire opère ainsi un réajustement des prix relatifs de l'énergie aux différentes classes de consommateurs pour prendre en compte le changement des élasticités-prix relatives. Elle suit en cela la règle de Ramsey-Boiteux ; il est donc vraisemblable qu'elle contribue à l'accroissement de l'efficacité économique.

Il s'agit d'instaurer l'usage de l'électricité.

Voir la conclusion de la première partie.

CONCLUSION GÉNÉRALE

«In devising and choosing among social arrangements,
we should have regard for the total effect.»
R. H. Coase

Quels sont les principaux enjeux économiques et réglementaires de l'ouverture des réseaux électriques ? Quels doivent être dans ce contexte les principes de l'action réglementaires ? Ces questions se trouvent à l'origine de la thèse dont nous rendons compte ici. Au terme de cette étude, il nous faut en évaluer les acquis, en préciser la portée, en proposer les prolongements les plus féconds à nos yeux. Tel est le triple objectif de cette conclusion générale.

Dressant d'abord le bilan de notre démarche, nous en restituerons les principaux enseignements, que nous discuterons. Nous en ferons ressortir la logique d'ensemble mieux que cela n'est possible au fil du texte, en montrant en quoi les questions traitées dans cette étude apportent des éclairages complémentaires à la compréhension d'un même problème.

Nous conserverons pour cette conclusion la même progression que dans le corps du mémoire, nous revenant d'abord sur les enjeux soulevés par les évolutions réglementaires en cours, puis sur le problème de la tarification optimale du transport d'électricité, et enfin sur les principes susceptibles de guider l'action réglementaire en matière d'accès aux réseaux électriques. Mais nous mettrons en valeur les liens qui existent entre les résultats présentés dans les différents chapitres. Nous concluerons en examinant les perspectives de recherche ouvertes par notre étude.

L'ouverture des réseaux

Indépendamment de la question de son bien-fondé économique, l'ouverture des réseaux électriques d'interconnexion est désormais engagée, sous les effets conjugués de la compétitivité nouvelle des moyens de production d'électricité de petite taille, de l'intensification de la concurrence économique internationale et de la remise en cause de l'intervention économique de la puissance publique.

Elle revêt des formes diverses et ne se traduit généralement pas par un démantèlement abrupt des compagnies verticalement intégrées tel que la réforme anglo-galloise de 1990 à laquelle nous avons fréquemment fait référence : dans bien des cas, elle a les traits d'un simple aménagement de l'organisation industrielle traditionnelle.

Mais il ne faut pas s'y tromper : ce sont les fondements mêmes de cette organisation que l'ouverture des réseaux remet en cause. Elle est en effet profondément incompatible avec ce que nous avons nommé ici la logique de l'interconnexion, c'est-à-dire un principe de gestion fortement coordonnée de la production et du transport d'électricité sur des territoires plus ou moins

vastes, tirant parti à la fois des économies d'échelle de production et des économies d'envergure de fourniture, et établissant diverses formes de péréquation entre consommateurs.

Les processus d'ouverture des réseaux créent une situation nouvelle, dont les conséquences à long terme ont été jusqu'ici insuffisamment analysées et que les analogies historiques sont largement impuissantes à éclairer. Certes, de nombreux auteurs soutiennent que la concurrence n'est pas une chose nouvelle en matière de fourniture d'électricité, qu'elle a existé aux débuts du développement des réseaux électriques et que le bon sens économique a conduit à l'éliminer par des moyens juridiques appropriés.

Il faut pourtant se défaire de cette vision des choses, qui a d'ailleurs servi à alimenter les thèses les plus divergentes : la concurrence électrique qui se manifeste aujourd'hui n'a que peu à voir avec la concurrence des origines. Il s'agissait alors pour les producteurs d'imposer leurs procédés et leurs normes sur un marché naissant. Il s'agit aujourd'hui pour les (grands) consommateurs de supporter la part la plus réduite possible des coûts communs d'un système ayant atteint sa pleine maturité. Confrontés à ce contexte nouveau, les agents économiques concernés, les régulateurs et les experts sont dans une grande incertitude quant aux formes d'organisation qui résulteront de ce processus.

C'est à cette analyse des enjeux qu'a été consacrée la première partie de notre étude. Pour progresser dans la compréhension des forces à l'oeuvre, il faut dépasser la vision dichotomique opposant organisation traditionnelle et ouverture, à laquelle se limite trop souvent le discours en la matière. Le terme d'ouverture recouvre en effet des évolutions très diverses dont nous avons esquissé en introduction les deux formes canoniques : dé-intégration verticale et concurrence par la frange.

La compréhension de la nature du changement suppose de savoir par rapport à quoi l'on change. Le premier chapitre a mis en lumière les principales caractéristiques technico-économiques et réglementaires du modèle traditionnel d'organisation industrielle du secteur électrique. La logique de l'interconnexion est au coeur de ce modèle, comme l'attestent les travaux historiques faisant autorité.

La finalité principale de l'interconnexion est la minimisation des coûts de fourniture d'énergie. Mais une étude économique plus détaillée, analysant notamment les raisons de la transition d'un modèle d'interconnexion vers un modèle d'intégration (horizontale et verticale), révèle des propriétés

supplémentaires de l'organisation industrielle traditionnelle du secteur. La question du *partage des gains d'interconnexion* s'avère alors centrale pour la compréhension des enjeux des évolutions réglementaires en cours.

Celles-ci font l'objet d'un examen détaillé, comparant les contextes européen et américain (Etats-Unis), dans le deuxième chapitre. Cet examen nous conduit à la conclusion que l'ouverture des réseaux est déjà engagée ou programmée dans la plupart des contextes institutionnels. Il fait en même temps apparaître la grande diversité des approches, que ce soit au niveau national ou au niveau supra-national (communautaire en Europe, fédéral aux Etats-Unis).

En conclusion de cet examen, les évolutions en cours soulèvent à nos yeux deux enjeux dominants qui peuvent être énoncés sous formes d'interrogations : Quelles sont les *conditions de l'efficacité économique* à moyen-long terme de l'ouverture des réseaux électriques ? Quels mécanismes permettent un *partage équitable* entre les agents économiques concernés *de la «rente»* associée à la fourniture d'électricité (notamment entre consommateurs domestiques et consommateurs industriels) ?

Les règles d'accès aux réseaux électriques ouverts constituent un instrument privilégié de maîtrise de ces enjeux, à condition d'être comprises dans leur acception la plus large (en même temps que les conditions contractuelles et tarifaires d'accès, il s'agit de réglementer le droit même à l'accès et la protection des consommateurs auxquels ce droit est dénié).

La conclusion de la première partie du mémoire souligne la coïncidence des évolutions réglementaires dans l'ensemble des industries de réseau. Ce mouvement n'est certainement pas indépendant du changement dans la situation objective des entreprises (et notamment des grands consommateurs industriels de services de réseau), changement lié à l'intensification de la concurrence «mondiale».

Cependant, cette coïncidence ne justifie pas le transfert mécanique d'un secteur à l'autre des pratiques, des approches ou des concepts réglementaires, trop fréquemment prôné. Le problème qui nous occupe ici, la définition de règles d'accès aux réseaux électriques, soulève des difficultés que les méthodes développées ailleurs (notamment dans le domaine des télécommunications) ne résolvent pas complètement.

Deux phénomènes méritent une attention particulière : les propriétés des fonctions de coût d'interconnexion qui invalident l'application directe des principes théoriques de tarification ; l'interpénétration forte des segments

de production et de transport d'électricité induite par l'organisation technico-économique des systèmes électriques, qui complique la réglementation des systèmes ouverts. Ces deux phénomènes structurent la suite de notre travail.

L'efficacité tarifaire

La deuxième partie du mémoire est consacrée aux questions soulevées par la définition des prix efficaces de transport d'électricité. L'existence d'effets externes, les fortes non-convexités de la fonction de coût de transport et le caractère à la fois variable et en partie imprévisible du coût marginal de court terme mettent *a priori* en cause la validité de ce dernier comme signal tarifaire efficace.

Dans le troisième chapitre, plus particulièrement consacré aux interactions économiques créées par la seconde loi de Kirchhoff, nous développons l'argumentation suivante, qui remet apparemment en cause la vision usuelle des réseaux électriques d'interconnexion comme le lieu d'externalités massives : (i) les coûts marginaux de fourniture d'électricité formalisés par la théorie des prix *spot* (il s'agit de coût marginaux contingents et différenciés selon les noeuds du réseau) internalisent les interactions de Kirchhoff ; celles-ci ne constituent donc pas des externalités au sens strict (adopté en particulier par W. Baumol et W. Oates) ; (ii) ces prix *spot* peuvent résulter, du moins en principe, d'une procédure de tâtonnement intégrant un ensemble de contrats bilatéraux ; (iii) ces prix sont alors des prix efficaces.

Cependant cette argumentation repose implicitement sur des hypothèses fortes : elle ignore les non-convexités qui caractérisent les fonctions de coût de réseau, et les coûts de transaction considérables liés au réaménagement continuel des contrats bilatéraux entre fournisseurs et consommateurs ; elle néglige les effets de divers pouvoirs de marché (des compagnies de réseau, de certains producteurs et consommateurs) dont la manifestation est rendue possible par les asymétries d'informations entre ces agents. Lorsque ces différentes hypothèses sont violées, les propriétés étonnamment puissantes des prix *spot* disparaissent.

Nous examinons dans le troisième chapitre certains effets sur les prix *spot* de la possession privée d'information (lorsqu'elle peut donner lieu à un comportement stratégique, c'est-à-dire lorsque celui qui la possède dispose d'un pouvoir de marché). Nous montrons en particulier qu'une compagnie intégrée de production transport peut être dans l'incapacité de calculer les

prix efficaces aux noeuds de son propre réseau lorsqu'il est également traversé par des flux tiers.

Non-convexités et coûts de transaction fournissent la matière du quatrième chapitre. Les premières conduisent à des prix efficaces qui diffèrent des coûts marginaux de court terme de transport. L'analyse, dans le cadre d'un modèle formel, des trois formes de non-convexités exhibées par les fonctions de coût de transport d'électricité, montre que les principales inefficacités concernent les décisions de renforcement du réseau. Elle nous conduit à formuler un principe pratique d'efficacité tarifaire, que nous énonçons ainsi : lorsque la présence de non-convexités l'impose, les prix doivent s'écarter des coûts marginaux de court terme de manière à ce que le financement de l'extension du réseau soit assuré par les clients qui bénéficient de cette extension.

La dernière section du quatrième chapitre est consacrée à la comparaison des propriétés économiques de prix uniformes et de prix contingents (comme le sont les prix *spot).* Un modèle simple en contexte incertain suggère que l'effet principal de la mise en oeuvre de prix contingents n'est pas une efficacité accrue mais un transfert de revenus des clients vers la compagnie. Ceci résulte à la fois de la faible élasticité-prix de la demande de transport et de la forme de la fonction de coût. En revanche la mise en oeuvre de prix contingents comporte des coûts (de transaction) élevés, ce qui conduit à s'interroger sur l'efficacité globale d'un tel dispositif.

Les enjeux réglementaires

Les résultats de la deuxième partie (chapitres 3 et 4) peuvent s'interpréter comme des limites des propriétés décentralisatrices des prix *spot.* La question peut être posée en des termes plus généraux : Quel est le degré de décentralisation souhaitable des décisions dans un système électrique interconnecté ? S'ajoutent alors aux phénomènes déjà étudiés : les divers pouvoirs de marché et les asymétries d'information qui en permettent l'expression (i.e. les dysfonctionnements de la concurrence) ; le problème de la répartition de la rente associée à la fourniture d'électricité (i.e. les limites de la régulation marchande). Ces questions réglementaires sont au coeur de la troisième et dernière partie de notre étude.

Le cinquième chapitre analyse les formes d'expression du pouvoir de marché de la compagnie gestionnaire du réseau d'interconnexion, auquel fait écho le pouvoir de marché de certains consommateurs. Un premier modèle

permet de comparer en termes d'efficacité économique différents comportements possibles d'une compagnie d'interconnexion soumise à réglementation. Les résultats obtenus suggèrent certaines orientations pour l'action réglementaire.

En premier lieu, les prix de rationnement (prix de monopole ou résultant du rationnement artificiel de la capacité de transport) constituent la principale source d'inefficacité. Il est donc souhaitable que le régulateur puisse d'une part vérifier la correspondance des prix et des coûts (pour réduire les rentes de monopoles), et d'autre part astreindre les compagnies d'interconnexion à renforcer leur réseau (pour réduire les rentes de rationnement). La loi américaine *(National energy policy act)* de 1992 aménageant les pouvoirs de la commission fédérale de réglementation de l'énergie (FERC) va d'ailleurs dans ce sens : la loi dote en effet la FERC d'un tel pouvoir d'obligation de renforcement.

L'analyse conduit également à préconiser la dissociation, au moins partielle, entre les revenus de la compagnie de réseau et les produits de ses ventes : de la sorte, son incitation à manipuler les prix diminue : les inefficacités associées à une telle manipulation sont, par suite, également réduites. On rejoint ici les résultats de la nouvelle théorie de la réglementation.

Mais, comme nous l'avons déjà rappelé, le contrôle réglementaire de la gestion de l'interconnexion électrique est compliqué par la forte interpénétration des activité de production (segment concurrentiel) et de transport/interconnexion (segment de monopole). Ce phénomène se manifeste à deux niveaux.

Premièrement, le régulateur se heurte à la difficulté de définir rigoureusement la fonction d'interconnexion et les coûts qui lui sont associés. Il lui est donc *a fortiori* difficile d'évaluer le comportement de l'entité chargée de la gestion de cette fonction mal cernée. Nous illustrons cette difficulté par l'exemple anglais du contrôle de *Yuplift*, ensemble hybride de coûts d'interconnexion et de coûts de production. La compagnie d'interconnexion a été chargée de sa gestion alors qu'elle n'exerce un quelconque contrôle que sur une partie des coûts qu'il contient.

On peut également se demander si le renoncement par les compagnies de distribution au pouvoir de contrôle dont elles disposent sur les décisions concernant le réseau d'interconnexion (elles sont copropriétaires de NGC)

n'aura pas d'effets négatifs à terme sur l'efficacité économique de la fonction d'interconnexion.

Deuxièmement, nous montrons qu'il est nécessaire pour prévenir les discriminations abusives d'étendre le contrôle réglementaire au segment concurrentiel de production-fourniture, non seulement dans le cas où l'intégration verticale de la compagnie d'interconnexion est préservée, ce qui semble approprié (pour empêcher les subventions du segment de monopole vers le segment concurrentiel), mais également dans un système dé-intégré.

Dans les deux cas, en effet, la discrimination peut résulter du pouvoir de marché dont disposent certains consommateurs. Dans la participation à un marché électrique ouvert, certains grands consommateurs industriels disposent d'avantages spécifiques : leur taille qui leur permet de capter l'essentiel des économies d'échelle de production s'ils souhaitent recourir à l'autoproduction, ou d'absorber des coûts de production élevés s'ils veulent faire appel à un producteur tiers ; leur mobilité, c'est-à-dire leur aptitude à se relocaliser ; la régularité de leur consommation (certains consomment la même puissance presque continûment).

Ces consommateurs obtiennent par la négociation des clauses contractuelles d'autant plus favorables que les principes économiques d'allocation des coûts de fourniture comportent une part importante d'indétermination due aux économies d'envergure. En effet, la réglementation des prix de fourniture d'électricité est rendue très difficile par ces économies d'envergure, qui sont une autre manifestation de l'intrication des coûts de production-transport. Ceci conduit à des arbitrages difficiles entre la transparence (ou la simplicité) et l'efficacité-équité des règles d'accès, que nous illustrons par une discussion de *l'efficient component pricing rule* (issue de la théorie de la contestabilité).

Le sixième et dernier chapitre élargit l'analyse des enjeux réglementaires. Jusqu'à ce point, notre étude a été consacrée aux conditions de l'efficacité économique des systèmes électriques, les troisième et quatrième chapitres portant sur les aspects tarifaires et le cinquième sur les aspects réglementaires. Mais la réglementation peut avoir d'autres objectifs que l'efficacité économique pure. L'analyse menée dans la première partie de ce travail nous conduit à considérer particulièrement les enjeux de politique sectorielle, de politique industrielle générale et de préservation du service universel.

Le premier enjeu fait en quelque sorte écho à la discussion menée dans le cinquième chapitre. Dans ce dernier, nous avons montré à quel titre la réglementation des prix de fourniture d'électricité était nécessaire. Or, en créant des segments de marché artificiellement vulnérables à la concurrence, cette réglementation tarifaire peut indirectement faciliter le développement d'une frange concurrentielle en général ou de certaines technologies de production en particulier, développement qui est susceptible de constituer par ailleurs l'un des objectifs du régulateur. Celui-ci est alors tenté d'exploiter cet instrument pour une double finalité (contrainte anti-discriminatoire, instrument de politique sectorielle). L'analyse de différentes expériences de ce type montre cependant que cette incitation à l'entrée requiert un mécanisme de contrôle du développement des capacités nouvelles, pour prévenir la constitution de surcapacités importantes. Cependant la mesure dans laquelle de telle pratiques distordent l'efficacité économique, à court ou à long terme, reste une question complexe.

S'agissant du deuxième enjeu (de politique industrielle), la puissance publique s'intéresse au fonctionnement global de l'économie davantage qu'à celui de secteurs particuliers. Dans le cadre de sa politique industrielle, elle peut être amenée à accorder des incitations financières aux consommateurs industriels. Pour ce qui nous concerne ici, elle peut accepter ou préconiser une "dépéréquation" des coûts de l'électricité (ou d'autres services de réseau) avantageuse pour ceux-là. Cette politique de dépéréquation semble aller à rencontre d'une autre mission, redistributive, de la réglementation publique. Une analyse plus complète met en évidence des effets de répercussion qui tendent à réconcilier les pratiques de dépéréquation avec l'exigence de redistribution. L'enjeu réel est ici de définir un territoire d'action ou de solidarité économique légitime, comme nous le montrons en prenant l'exemple de la construction du marché européen de l'énergie. Cela impose de préciser la répartition et l'articulation des pouvoirs réglementaires aux différents niveaux territoriaux.

Le troisième enjeu (conditions d'accomplissement du service universel) doit être relié à un effet essentiel de l'ouverture des réseaux (quelle qu'en soit la forme institutionnelle) : la dissociation entre les activités de distribution et de fourniture d'électricité. Cette dissociation représente une diminution de revenus pour les compagnies de distribution, liée à la perte de certains consommateurs industriels (elle touche donc en particulier les distributeurs desservant des régions fortement industrialisées). A terme, elle paraît devoir

induire, d'une part, une hausse des prix pour les consommateurs captifs et, d'autre part, une réintégration verticale production-fourniture au niveau des compagnies de distribution.

Perspectives de recherche

Deux enseignements principaux se dégagent de notre étude. Premièrement, les effets d'une ouverture des réseaux électriques en termes d'efficacité économique dépendent de façon essentielle des conditions réglementaires précises gouvernant cette ouverture. De nombreux paramètres doivent être pris en considération : les conditions restreignant l'accès aux marchés, les règles de partage des coûts communs de réseau, les obligations particulières imposées à la compagnie d'interconnexion, les modalités de gestion des interactions technico-économiques, les formes de réglementation portant sur la fourniture d'énergie.

Les règles d'accès *stricto sensu* ne sont, on le voit, qu'un instrument partiel de réglementation. Ce caractère partiel est renforcé, dans le cas des réseaux électriques, par l'interpénétration des coûts du segment de monopole (fonction d'interconnexion) et du segment concurrentiel. Celle-ci réduit la signification économique des prix d'accès, et complique le contrôle de l'efficacité de gestion de la fonction d'interconnexion.

Deuxièmement, l'ouverture des réseaux pose le problème de la répartition de la rente associée à l'activité de fourniture d'électricité. Cette question doit être analysée dans le moyen-long terme, et non de façon instantanée (ou statique). Le transfert des charges financières, les conditions de profitabilité des compagnies de distribution, la soutenabilité des équilibres réglementaires mis en place sont à cet égard déterminants.

Les mesures conçues exclusivement pour stimuler la concurrence peuvent comporter des effets pervers à terme. De ce point de vue les instances européennes devraient, plus systématiquement qu'elles ne le font, enrichir leurs analyses de l'observation des effets réels des réformes d'ouverture entreprises à travers le monde.

L'analyse économique est précieuse pour progresser dans la compréhension de ces effets. Plusieurs voies de recherche paraissent à cet égard devoir être explorées. L'analyse des marchés doit d'abord être affinée. Dans le triptyque coasien qui a guidé notre réflexion (les entreprises, le marché, la loi), c'est le marché qui subit en effet les mutations les plus nouvelles. Les modes de relation entre les agents économiques concernés, les

formes d'apparition et de manifestation de divers pouvoirs de marché sont des éléments essentiels à l'analyse des systèmes électriques ouverts ; il reste pourtant beaucoup à apprendre sur ces questions.

Un aspect particulier de ce problème général concerne les relations futures entre les compagnies chargées de missions de service public, en particulier les compagnies d'interconnexion. Ces relations sont en effet soumises à des contraintes spécifiques, puisque lesdites compagnies devront articuler concurrence dans le marché ouvert et coopération pour l'accomplissement des missions d'intérêt général (continuité, sécurité...). De ce point de vue, la comparaison avec d'autres industries de réseau ébauchée ici paraît particulièrement utile, d'autant plus que se développe aujourd'hui une concurrence entre entreprises de réseaux de secteurs différents. Le même problème mérite d'être examiné au niveau réglementaire. Il faut approfondir la question de la répartition et de l'articulation des pouvoirs réglementaires. Ici encore la comparaison inter-sectorielle s'annonce féconde.

Un débat de fond sous-jacent au problème réglementaire a trait aux conceptions différentes selon les contextes institutionnels en ce qui concerne le contenu de la notion de service public, ou de catégories connexes (service d'intérêt général, service universel, service réservé...). Nous avons souligné l'influence que ces conceptions pouvaient avoir sur les arbitrages réglementaires effectifs. La question du financement des services publics, par exemple, est posée et continuera de se poser dans l'avenir en des termes variables. Sur ce dernier point, les analyses entreprises ici devraient être élargies à l'évolution de l'ensemble des flux financiers entre fonds publics et entreprises de réseau (notamment les régimes fiscaux).

Nous voudrions conclure sur une considération méthodologique. L'organisation industrielle future des industries de réseaux est un formidable enjeu économique et social. La compréhension des phénomènes en jeu, indispensable à une politique réglementaire appropriée, repose avant tout sur l'étude circonstanciée, dépourvue *d'à priori* et globale des évolutions réglementaires dont le secteur électrique dans le monde donne des exemples de plus en plus nombreux.

ANNEXES

Annexe du chapitre 4

A.4.1. Fonction d'utilité en contexte incertain

On considère une fonction d'utilité des consommateurs de la forme :

$$\boxed{P\left(\{q_{\omega,\omega'}\}\right) = \int_0^{\bar{q}} \frac{a-\xi}{b} d\xi + \sum_{\omega,\omega'} \pi_{\omega,\omega'} \int_0^{q_{\omega,\omega'}} \frac{a'-\xi+\varphi_\omega}{b'} d\xi} \qquad \text{(A.4.1)}$$

avec :

$$\bar{q} = \sum_{\omega,\omega'} \pi_{\omega,\omega'} q_{\omega,\omega'} = E q_{\omega,\omega'} \qquad \text{(A.4.2)}$$

φ_ω s'interprête comme l'aléa sur l'intensité de la demande. φ_ω est une variable aléatoire centrée petite devant $\bar{q}$. En termes mathématiques, on a donc : $E\varphi_\omega = 0$ et $\frac{\varphi_\omega}{\bar{q}} << 1$ $(\forall\omega)$. ω' indice l'aléa sur le coût unitaire des pertes (voir formule A.4.8).

Dans l'état du monde ω,ω' l'utilité du consommateur vaut :

$$P_{\omega,\omega'}(\mathbf{q}) = \int_0^{\bar{q}} \frac{a-\xi}{b} d\xi + \int_0^{q_{\omega,\omega'}} \frac{a'-\xi+\varphi_\omega}{b'} d\xi$$

et l'équilibre du marché est caractérisé par :

$$\pi_{\omega,\omega'} p_{\omega,\omega'} = \frac{\partial P(\mathbf{q})}{\partial q_{\omega,\omega'}} = \pi_{\omega,\omega'} \frac{a-\bar{q}}{b} + \pi_{\omega,\omega'} \frac{a'-q_{\omega,\omega'}+\varphi_\omega}{b'}$$

c'est-à-dire :

$$p_{\omega,\omega'} = \frac{a-\bar{q}}{b} + \frac{a'-q_{\omega,\omega'}+\varphi_\omega}{b'} \qquad \text{(A.4.3)}$$

où $p_{\omega,\omega'}$ désigne le prix d'équilibre du marché.

On note :

$$\bar{p} = E p_{\omega,\omega'} = \frac{a-\bar{q}}{b} + \frac{a'-\bar{q}}{b'}$$

On obtient par invertion des relations précédentes :

$$\bar{q} = \frac{ab'+a'b}{b+b'} - \frac{bb'}{b+b'}\bar{p} \qquad \text{(A.4.4)}$$

et :

$$q_{\omega,\omega'} = \frac{ab'+a'b}{b} - \frac{b'}{b}\bar{q} - b' p_{\omega,\omega'} + \varphi_\omega \qquad \text{(A.4.5)}$$

On retrouve, par identification, les expressions du texte en posant :

$$\begin{cases} \alpha = \dfrac{ab' + a'b}{b+b'} \\ \beta = \dfrac{bb'}{b+b'} \\ \beta' = b' \end{cases} \qquad \text{(A.4.6.a)}$$

On peut fixer un degré de liberté dans les paramètres latins ; soit par exemple a=0. L'inversion du système (A.4.6.a) donne alors :

$$\begin{cases} a' = \alpha \dfrac{\beta'}{\beta} \\ b = \dfrac{\beta\beta'}{\beta' - \beta} \qquad (b < 0 \ \ lorsque \ \ \beta' < \beta) \\ b' = \beta' \end{cases} \qquad \text{(A.4.6.b)}$$

On vérifie aisément que (A.4.5) est équivalente à :

$$\boxed{q_{\omega,\omega'} = \alpha - (\beta - \beta')\bar{p} - \beta' p_{\omega,\omega'} + \varphi_\omega} \qquad \text{(A.4.7)}$$

Pour un niveau d'investissement K, le coût de satisfaction de la demande dans l'état du monde ω,ω' s'écrit :

$$C_{\omega,\omega'}(\mathbf{q},K) = F + fK + v(1+\psi_{\omega'})\frac{q^2_{\omega,\omega'}}{K} \qquad \text{(A.4.8)}$$

ω' indice l'aléa sur le coût unitaire des pertes : en effet, le coût de production de l'énergie en général (donc des pertes en particulier) est variable selon les conditions d'exploitation. $v(1+\psi_{\omega'})$ représente le coefficient technico-économique de pertes dans l'état du monde ω,ω' (produit du coefficient de pertes par le coût des pertes). Comme plus haut, on a : $E\psi_{\omega'} = 0$ et $\psi_{\omega'} << 1$ $(\forall\omega)$. On suppose de plus que ω,ω' sont indépendants, c'est-à-dire : $E(\varphi_\omega \psi_{\omega'}) = 0$.

La politique optimale d'investissement s'écrit :

$$\frac{\partial EC_{\omega,\omega'}(\mathbf{q},K)}{\partial K} = f - \frac{v}{K^2} E\left[(1+\psi_{\omega'})q^2_{\omega,\omega'}\right] = 0 \qquad \text{(A.4.9)}$$

On note

$$\underline{C}(\mathbf{q}) = EC_{\omega,\omega'}(\mathbf{q},K(\mathbf{q}))$$

le coût économique de satisfaction de **q** sur le long terme (i.e. lorsque K est optimisée conformément à la relation (A.4.9)).

Dans l'état du monde ω,ω', le coût de transport est :

$$\underline{C}_{\omega,\omega'}(\mathbf{q}) = C\left(q_{\omega,\omega'}, K(\mathbf{q})\right)$$

et le surplus social vaut :

$$P_{\omega,\omega'}(\mathbf{q}) - \underline{C}_{\omega,\omega'}(\mathbf{q})$$

Le surplus social espéré s'écrit donc :

$$W(\mathbf{q}) = P(\mathbf{q}) - \underline{C}(\mathbf{q}) \qquad \text{(A.4.10)}$$

A.4.2. Prix uniforme

Calcul du prix uniforme optimal

On note p* et K*(p*) le prix *uniforme* et l'investissement qui maximisent le surplus social. (La valeur socialement optimale du surplus n'est pas atteinte car le prix est astreint à être uniforme.)

Lorsque le prix est uniforme, la fonction de demande (A.4.7) prend la forme simple :

$$q_\omega = \alpha - \beta p + \varphi_\omega \qquad \text{(A.4.6.a)}$$

Dans ce cas simple, la relation (A.4.9) qui donne l'investissement optimal en fonction de $\bar{q}$ s'écrit, compte tenu des conditions sur φ et ψ (variables centrées et indépendantes) :

$$\frac{f}{v}K^2 = \bar{q}^2 + \sigma_\varphi^2 \qquad \text{(A.4.11)}$$

(on rappelle que $\bar{q} = \alpha - \beta p$).

Le surplus social espéré peut alors être écrit en fonction de $\bar{q}$, i.e. de p :

$$\begin{aligned} W(\mathbf{q}) &= \int_0^{\bar{q}} \frac{\xi}{-b} d\xi + \sum \pi_\omega \int_0^{q_\omega} \frac{a' - \xi + \varphi_\omega}{b'} d\xi - (F + 2fK) \\ &= -\frac{\bar{q}^2}{2b} + \sum \pi_\omega \left(\frac{(a' + \varphi_\omega) q_\omega}{b'} - \frac{q_\omega^2}{2b'} \right) - \left(F + 2\sqrt{vf}\sqrt{\bar{q}^2 + \sigma_\varphi^2} \right) \end{aligned}$$

soit compte tenu de l'expression de q_ω

$$W(\mathbf{q}) = -\frac{\bar{q}^2}{2}\left(\frac{1}{b} + \frac{1}{b'}\right) + \frac{a'}{b'}\bar{q} + \frac{\sigma_\varphi^2}{2b'} - \left(F + 2\sqrt{vf}\sqrt{\bar{q}^2 + \sigma_\varphi^2}\right)$$

ou encore d'après les relations (A.4.5) :

$$W(\mathbf{q}) = -\frac{\bar{q}^2}{2\beta} + \frac{\alpha}{\beta}\bar{q} + \frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'} - \left(F + 2\sqrt{vf}\sqrt{\bar{q}^2 + \sigma_\varphi^2}\right) \qquad \text{(A.4.12)}$$

Le prix uniforme optimal p est donc donné par la relation de premier ordre :

$$\frac{dW(\mathbf{q}(p))}{dp} = \alpha - \beta p - \frac{\alpha}{\beta}\beta + \frac{2\beta\sqrt{vf}(\alpha - \beta p)}{\sqrt{(\alpha - \beta p)^2 + \sigma_\varphi^2}} = 0$$

(où l'on a tenu compte de l'égalité $\overline{q} = \alpha - \beta p$), soit :

$$p = \frac{2\sqrt{vf}(\alpha - \beta p)}{\sqrt{(\alpha - \beta p)^2 + \sigma_\varphi^2}} \qquad \text{(A.4.13)}$$

Développons la relation précédente au second ordre en $\frac{\sigma_\varphi}{\overline{q}}$, et exprimons-la en fonction de $\overline{q}$. On obtient (en omettant le symbole de l'espérance mathématique) :

$$q = \alpha - 2\beta\sqrt{vf}\left(1 - \frac{\sigma_\varphi^2}{2q^2}\right) \qquad \text{(A.4.14)}$$

ou encore :

$$q^3 + \left(2\beta\sqrt{vf} - \alpha\right)q^2 - \beta\sqrt{vf}\,\sigma_\varphi^2 = 0 \qquad \text{(A.4.15)}$$

La solution de (A.4.15) peut être calculée par une méthode générale, mais en interprétant σ_φ^2 comme un terme perturbateur, on peut chercher q au voisinage de la solution q_0 obtenue pour $\sigma_\varphi^2 = 0$, soit : $q_0 = \alpha - 2\beta\sqrt{vf}$. Posons donc :

$$\overline{q} = q_0 + \gamma, \ où \ |\gamma| << q_0$$

et développons (A.4.15) au premier ordre en $\frac{\gamma}{q_0}$. On obtient :

$$q_0^3 + 3\gamma q_0^2 - q_0\left(q_0^2 + 2\gamma q_0\right) - \beta\sigma_\varphi^2\sqrt{vf} = 0$$

soit :

$$\gamma = \frac{\beta\sigma_\varphi^2}{q_0^2}\sqrt{vf}$$

On voit que $\frac{\gamma}{q_0}$ est du second ordre en $\frac{\sigma_\varphi}{q_0}$, ce qui justifie *a posteriori* d'avoir limité à l'ordre 1 le développement en $\frac{\gamma}{q_0}$ [1]

La solution de (A.4.15) est donc au second ordre en $\frac{\sigma_\varphi}{q_0}$:

$$\boxed{q^* = \alpha - 2\beta\sqrt{vf} + \beta\sqrt{vf}\frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2} = \alpha - \beta 2\sqrt{vf}\left(1 - \frac{\sigma_\varphi^2}{2q_0^2}\right) = \alpha - \beta p^*} \quad \text{(A.4.16)}$$

soit enfin :

$$\boxed{p^* = 2\sqrt{vf}\left(1 - \frac{\sigma_\varphi^2}{2q_0^2}\right)} \quad \text{(A.4.17)}$$

En comparant (A.4.14) et (A.4.16) on établit l'égalité (au second ordre) :

$$\frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}}} = 1 - \frac{\sigma_\varphi^2}{2q^2} = 1 - \frac{\sigma_\varphi^2}{2q_0^2} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}}} \quad \text{(A.4.18)}$$

d'où l'on déduit une forme alternative de p* :

$$p^* = 2\sqrt{vf}\left(1 - \frac{\sigma_\varphi^2}{2q^2}\right) = \frac{2\sqrt{vf}}{\sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}}} \quad \text{(A.4.19)}$$

Enfin l'investissement optimal est donné par

$$K^* = q^* \sqrt{\frac{v}{f}}\sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}} \qquad \text{(d'après A.4.11. et A.4.18.)}$$

$$= \left(\alpha - \beta 2\sqrt{vf} \Big/ \sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}}\right)\sqrt{\frac{v}{f}}\sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}} \qquad \text{(d'après A.4.19.)}$$

soit encore:

---

[1] Ceci est vrai à la condition que $\frac{\beta\sqrt{vf}}{q_0}$ n'est pas grand devant 1 (car $\frac{\gamma}{q_0} = \frac{\beta\sqrt{vf}}{q_0}\frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}$). Or $\frac{\beta\sqrt{vf}}{q_0} = \frac{1}{2}\beta\frac{p_0}{q_0} = \frac{1}{2}\varepsilon(q_0)$, où $\varepsilon(q_0)$ désigne l'élasticité-prix de la demande de transit qui ne peut prendre dans la réalité des valeurs très grandes devant 1.

$$\boxed{K^* = \sqrt{\frac{\nu}{f}}\left(\alpha\sqrt{1+\frac{\sigma_\varphi^2}{q_0^2}} - \beta 2\sqrt{\nu f}\right)} \qquad \text{(A.4.20)}$$

Incertitude sur le profit de la compagnie de réseau en tarification uniforme optimale

Le profit de la compagnie de réseau dans l'état du monde ω,ω' s'écrit :

$$\pi_{\omega,\omega'} = p^* q_\omega - \left(F + fK^* + \nu(1+\psi_{\omega'})\frac{q_\omega^2}{K^*}\right) \qquad \text{(A.4.21.a)}$$

On note $\pi^* = E\pi_{\omega,\omega'}$. On a :

$$\begin{aligned}\pi^* &= E\pi_{\omega,\omega'} \\ &= p^*\bar{q} - \left(F + fK^* + \frac{\nu}{K^*}\underset{\omega,\omega'}{E}(1+\psi_{\omega'})q_\omega^2\right) \qquad \text{(A.4.21.b)} \\ &= p^*(\alpha - \beta p^*) - \left(F + fK^* + \frac{\nu}{K^*}\left((\alpha-\beta p^*)^2 + \sigma_\varphi^2\right)\right)\end{aligned}$$

Reprenons l'équation :

$$(\alpha - \beta p^*)^2 + \sigma_\varphi^2 = \frac{f}{\nu}K^{*2} \qquad \text{(A.4.8)}$$

que l'on peut réécrire :

$$\frac{\nu}{K^*}\left[(\alpha-\beta p^*)^2 + \sigma_\varphi^2\right] = fK^*$$

On en tire :

$$p^*(\alpha - \beta p^*) = 2\frac{\nu}{K^*}(\alpha - \beta p^*)^2$$

En injectant ces deux équations dans (A.4.14.b), on obtient :

$$\boxed{\pi^* = -F - 2\frac{\nu}{K^*}\sigma_\varphi^2 = -F - p^* q^* \frac{\sigma_\varphi^2}{q^{*2}}} \qquad \text{(A.4.22)}$$

On mesure la variabilité du profit par son écart type :

$$\sigma_{\pi^*}^2 = E\left\{\left(\pi_{\omega,\omega'} - \pi\right)^2\right\}$$

soit d'après les équations (A.4.21) :

$$\sigma_\pi^2 = E\left\{\left[p\varphi_\omega - v(1+\psi_{\omega'})\frac{q_\omega^2}{K} + v\frac{Eq_\omega^2}{K}\right]^2\right\}$$

$$= E\left\{\left[p\varphi_\omega - v(1+\psi_{\omega'})\frac{(\alpha-\beta p)^2 + \varphi_\omega^2 + 2(\alpha-\beta p)\varphi_\omega}{K} + v\frac{(\alpha-\beta p)^2 + \sigma_\varphi^2}{K}\right]^2\right\}$$

$$= E\left\{\left[p\varphi_\omega - v\psi_{\omega'}\frac{(\alpha-\beta p)^2 + \varphi_\omega^2 + 2(\alpha-\beta p)\varphi_\omega}{K} + v\frac{\sigma_\varphi^2 - \varphi_\omega^2 - 2(\alpha-\beta p)\varphi_\omega}{K}\right]^2\right\}$$

(où l'on a omis l'indice *).

On met en facteur $A = v\frac{q^2}{K}$ dans l'expression précédente (avec $q = \alpha - \beta p$) :

$$\sigma_\pi^2 = E\left\{\left[p\varphi_\omega + A\left(-2\frac{\varphi_\omega}{q} + \frac{\varphi_\omega^2}{q^2} + \frac{\sigma_\varphi^2}{q^2} - \psi_{\omega'} - 2\frac{\varphi_\omega}{q}\psi_{\omega'} - \frac{\varphi_\omega^2}{q^2}\psi_{\omega'}\right)\right]^2\right\}$$

et on développe σ_π^2 au second ordre en $\frac{\varphi_\omega}{q}$ *et* $\psi_{\omega'}$:

$$\sigma_\pi^2 = p^2\sigma_\varphi^2 + 2Apq E\left(-2\frac{\varphi_\omega^2}{q^2}\right) + A^2 E\left(4\frac{\varphi_\omega^2}{q^2} + \psi_{\omega'}^2\right)$$

et en remarquant que

$$A = v\frac{q^2}{K} = vq^2\sqrt{\frac{f}{v}}\frac{1}{\sqrt{q^2+\sigma_\varphi^2}} = \frac{1}{2}q\frac{2q\sqrt{vf}}{\sqrt{q^2+\sigma_\varphi^2}} = \frac{1}{2}pq$$

on obtient :

$$\boxed{\sigma_{\pi*}^2 = \frac{p^{*2}q^{*2}}{4}\sigma_\psi^2} \qquad \text{(A.4.23)}$$

qui est l'expression du texte principal. (p^* et q^* sont donnés par A.4.19 et A.4.16)

Valeurs espérées du surplus des consommateurs et du surplus social

Le surplus des consommateurs dans l'état du monde ω,ω′ est indépendant de ω′. Il est donné par :

$$S_\omega(\mathbf{q}) = P_\omega(\mathbf{q}) - p^* q_\omega$$

$$= \frac{a}{b}q^* - \frac{1}{2b}q^{*2} + \int_0^{q_\omega}\left(\frac{a'+\varphi_\omega}{b'} - \frac{\xi}{b'}\right)d\xi - p^* q_\omega$$

$$= \frac{a}{b}q^* - \frac{1}{2b}q^{*2} + \frac{a'+\varphi_\omega}{b'}q_\omega - \frac{q_\omega^2}{2b'} - p^* q_\omega$$

où $q_\omega = q^* + \varphi_\omega$, soit en fonction des paramètres grecs (d'après les relations A.4.6) :

$$S_\omega(\mathbf{q}) = -\frac{1}{2}\left(\frac{1}{\beta}-\frac{1}{\beta'}\right)q^{*2} + \left(\frac{\alpha}{\beta}+\frac{\varphi_\omega}{\beta'}\right)q_\omega - \frac{q_\omega^2}{2\beta'} - \frac{\alpha - q^*}{\beta}q_\omega$$

Après simplification, l'espérance de cette quantité a une forme simple :

$$\boxed{S^*(\mathbf{q}) = \mathrm{E}S_\omega(\mathbf{q}) = \frac{q^{*2}}{2\beta} + \frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'}} \qquad \text{(A.4.24)}$$

On calcule de façon analogue le surplus social dans l'état du monde ω,ω' :

$$W_\omega(\mathbf{q}) = -\frac{1}{2}\left(\frac{1}{\beta}-\frac{1}{\beta'}\right)q^{*2} + \left(\frac{\alpha}{\beta}+\frac{\varphi_\omega}{\beta'}\right)q_\omega - \frac{q_\omega^2}{2\beta'} - F - fK^* - \nu(1+\psi_{\omega'})\frac{q_\omega^2}{K^*}$$

dont l'espérance vaut (compte tenu de A.4.9. et après simplifications) :

$$\boxed{W^*(\mathbf{q}) = \frac{\alpha}{\beta}q^* - \frac{q^{*2}}{2\beta} + \frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'} - F - 2fK^*} \qquad \text{(A.4.25)}$$

(K^* est donné par A.4.20.)

A.4.3. Prix spot

Expression des prix et des quantités *spot* en fonction de K

La demande dans l'état du monde ω,ω' est désormais donnée par l'expression :

$$q_{\omega,\omega'} = \alpha - (\beta - \beta')\bar{p} - \beta' p_{\omega,\omega'} + \varphi_\omega \qquad \text{(A.4.6)}$$

La politique optimale d'investissement impose d'après (A.4.7) :

$$K = \sqrt{\frac{\nu}{f}}\sqrt{E\left[(1+\psi_{\omega'})q_{\omega,\omega'}^2\right]} \qquad \text{(A.4.26)}$$

On tarifie désormais au coût marginal de court terme :

$$p_{\omega,\omega'} = 2\nu(1+\psi_{\omega'})\frac{q_{\omega,\omega'}}{K} \qquad \text{(A.4.27)}$$

De la relation précédente et de (A.4.7) on déduit :

$$p_{\omega,\omega'}\left(1+\frac{2\nu\beta'}{K}(1+\psi_{\omega'})\right) = \frac{2\nu(1+\psi_{\omega'})}{K}(\alpha - (\beta-\beta')\bar{p} + \varphi_\omega)$$

On supposera dans la suite que β', la pseudo élasticité de court terme de la demande de transport, est faible. Plus précisément : $\beta' << \beta$. β' ne modifie donc qu'au second ordre la valeur de $p_{\omega,\omega'}$. Lorsque $\beta' = 0$, $p_{\omega,\omega'}$ est donné par la relation :

$$p_{\omega,\omega'} = 2\frac{\nu}{K}(1+\psi_{\omega'})(\alpha-\beta p)$$

En comparant les deux dernières équations, l'hypothèse précédente se traduit par :

$$\frac{2\nu\beta'}{K}(1+\psi_{\omega'}) << 1 \quad (\forall\omega')$$

qui est équivalente à

$$\frac{2\nu\beta'}{K} << 1 \tag{A.4.28}$$

puisque $\psi_{\omega'} << 1 \quad (\forall\omega')$.

On peut alors exprimer $p_{\omega,\omega'}$ en fonction des paramètres du problème et de $\overline{q'} = \alpha - (\beta-\beta')\overline{p}$:

$$p_{\omega,\omega'} = \frac{2\nu}{K}(1+\psi_{\omega'})\left(1+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}}\right)\frac{\overline{q}}{1+\frac{2\nu\beta'}{K}(1+\psi_{\omega'})}$$

$$= \frac{2\nu}{K+2\nu\beta'}(1+\psi_{\omega'})\left(1+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}}\right)\frac{\overline{q}}{1+\frac{2\nu\beta'}{K+2\nu\beta'}\psi_{\omega'}}$$

On effectue un développement limité au second ordre compte tenu de (A.4.28) et en remarquant que $\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}} << 1$ (car $\overline{q'} \approx \overline{q}$) :

$$p_{\omega,\omega'} = \frac{2\nu\overline{q}}{K+2\nu\beta'}\left(1+\psi_{\omega'}+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}}+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}}\psi_{\omega'}-\frac{2\nu\beta'}{K+2\nu\beta'}\psi_{\omega'}\right)$$

$$= \frac{2\nu\overline{q}}{K+2\nu\beta'}\left(1+\frac{K}{K+2\nu\beta'}\psi_{\omega'}+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}}+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q'}}\psi_{\omega'}\right)$$

En prenant l'espérance de cette expression, on obtient $\overline{p}$ en fonction de K :

$$\overline{p} = \mathrm{E}\,p_{\omega,\omega'} = \frac{2\nu\overline{q}}{K+2\nu\beta'} = \frac{2\nu}{K+2\nu\beta'}(\alpha-(\beta-\beta')\overline{p})$$

i.e. :

$$\overline{p} = \frac{2\nu\alpha}{K+2\nu\beta'}\Bigg/\left[1+\frac{2\nu}{K+2\nu\beta'}(\beta-\beta')\right] = \frac{2\nu\alpha}{K+2\nu\beta} \tag{A.4.29}$$

On en déduit :

$$\overline{q} = \alpha-\beta\overline{p} = \frac{\alpha K}{K+2\nu\beta} \tag{A.4.30}$$

et :

$$\overline{q'} = \alpha-(\beta-\beta')\overline{p} = \alpha\frac{K+2\nu\beta'}{K+2\nu\beta} \tag{A.4.31}$$

Exprimons $p_{\omega,\omega'}$ en fonction de $\overline{p}$ et $\overline{q}$ et achevons le développement limité :

$$p_{\omega,\omega'} = \overline{p}\left(1+\frac{K}{K+2\nu\beta'}\psi_{\omega'}+\frac{1}{\alpha}\frac{K+2\nu\beta}{K+2\nu\beta'}(\varphi_\omega+\varphi_\omega\psi_{\omega'})\right)$$

$$= \overline{p}\left(1+\frac{K}{K+2\nu\beta'}\left(\psi_{\omega'}+\frac{\varphi_\omega+\varphi_\omega\psi_{\omega'}}{\overline{q}}\right)\right)$$

$$= \overline{p}\left(1+\left(1-\frac{2\nu\beta'}{K}\right)\left(\psi_{\omega'}+\frac{\varphi_\omega+\varphi_\omega\psi_{\omega'}}{\overline{q}}\right)\right)$$

soit enfin :

$$\boxed{p_{\omega,\omega'} = \overline{p}\left(1+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}+\psi_{\omega'}+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}\psi_{\omega'}-\frac{2\nu\beta'}{K}\left(\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}+\psi_{\omega'}\right)\right)} \qquad \text{(A.4.32)}$$

On tire $q_{\omega,\omega'}$ de (A.4.6) :

$$q_{\omega,\omega'} = \overline{q}-\beta'(p_{\omega,\omega'}-\overline{p})+\varphi_\omega$$

$$= \overline{q}-\beta'\,\overline{p}\left(\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}+\psi_{\omega'}+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}\psi_{\omega'}-\frac{2\nu\beta'}{K}\left(\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}+\psi_{\omega'}\right)\right)+\varphi_\omega$$

soit, en remarquant d'après (A.4.29) et (A.4.30) que $\overline{p}=\frac{2\nu\overline{q}}{K}$ et en développant au second ordre :

$$q_{\omega,\omega'} = \overline{q}\left[1+\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}-\frac{2\nu\beta'}{K}\left(\frac{\varphi_\omega}{\overline{q}}+\psi_{\omega'}\right)\right] \qquad \text{(A.4.33)}$$

Investissement optimal

Introduisons (A.4.33) dans (A.4.26), qui donne le niveau d'investissement optimal en fonction de **q** :

$$K = \sqrt{\frac{\nu}{f}}\sqrt{E\left[(1+\psi_{\omega'})q^2_{\omega,\omega'}\right]}$$

$$= \overline{q}\sqrt{\frac{\nu}{f}}\sqrt{1+\frac{\sigma^2_\varphi}{\overline{q}^2}} \qquad \text{(A.4.34.a)}$$

ou encore :

$$K^2 = \frac{\nu}{f}\left(\overline{q}^2+\sigma^2_\varphi\right) \qquad \text{(A.4.34.b)}$$

On a établi par ailleurs que :

$$\overline{q} = \frac{\alpha K}{K+2\nu\beta} \qquad \text{(A.4.30)}$$

qui s'inverse aisément :

$$K = \frac{2\nu\beta\overline{q}}{\alpha - \overline{q}}$$

On remplace K dans (A.4.34.a) par son expression, et on simplifie par $\overline{q}$:

$$\frac{2\nu\beta}{\alpha - \overline{q}} = \sqrt{\frac{\nu}{f}}\sqrt{1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{\overline{q}^2}}$$

On bascule les termes en $\overline{q}$ et on développe la racine carrée à l'ordre 2 :

$$2\nu\beta\left(1 - \frac{1}{2}\frac{\sigma_\varphi^2}{\overline{q}^2}\right) = (\alpha - \overline{q})\sqrt{\frac{\nu}{f}}$$

On multiplie par $\overline{q}^2$ et on ordonne les termes :

$$\overline{q}^3 - \alpha\overline{q}^2 + 2\beta\sqrt{\nu f}\,\overline{q}^2 - \beta\sqrt{\nu f}\,\sigma_\varphi^2 = 0 \qquad \text{(A.4.35)}$$

Cette équation n'est autre que (A.4.15) qui donnait q*. Si l'on dénote ici les valeurs optimales de K,p,q par des tildes (~), on voit que :

$$\tilde{q} = q^* \qquad \text{(A.4.36.a)}$$

en comparant (A.4.15) et (A.4.31) ; que :

$$\tilde{K} = K^* \qquad \text{(A.4.36.b)}$$

en comparant (A.4.11) et (A.4.34.b) ; et que :

$$\tilde{p} = p^* \qquad \text{(A.4.36.c)}$$

car p est donné dans les deux cas par $p = \dfrac{\alpha - q}{\beta}$.

Ce résultat inhabituel résulte du développement limité au second ordre.

Incertitude sur le profit de la compagnie de réseau en tarification *spot*

Le profit de la compagnie de réseau dans l'état du monde ω,ω' s'écrit :

$$\pi_{\omega,\omega'} = p_{\omega,\omega'}q_{\omega,\omega'} - \left(F + fK + \nu(1 + \psi_{\omega'})\frac{q_{\omega,\omega'}^2}{K}\right) \qquad \text{(A.4.37)}$$

Le profit espéré est donc :

$$\begin{aligned}
\pi &= \mathrm{E}\,\pi_{\omega,\omega'} \\
&= \mathrm{E}\left\{\frac{2\nu(1+\psi_{\omega'})q_{\omega,\omega'}}{K}q_{\omega,\omega'} - \left(F + fK + \nu(1+\psi_{\omega'})\frac{q_{\omega,\omega'}^2}{K}\right)\right\} \quad \text{(d'après A.4.27.)} \\
&= \mathrm{E}\left[\frac{\nu(1+\psi_{\omega'})q_{\omega,\omega'}^2}{K}\right] - F - fK \\
&= fK - F - fK \quad \text{(d'après A.4.26.)}
\end{aligned}$$

c'est-à-dire :

$$\boxed{\tilde{\pi} = -F} \qquad \text{(A.4.38)}$$

La variabilité du profit est mesurée par son écart-type :

$$\sigma_\pi^2 = \mathrm{E}\left[\left(\pi_{\omega,\omega'} - \pi\right)^2\right]$$

$$= \mathrm{E}\left\{\left[\frac{v(1+\psi_{\omega'})q_{\omega,\omega'}^2}{K} - fK\right]^2\right\}$$

En développant le carré et en utilisant la linéarité de l'espérance mathématique :

$$\sigma_\pi^2 = \mathrm{E}\left[\frac{v^2(1+\psi_{\omega'})^2 q_{\omega,\omega'}^4}{K^2}\right] - 2fK\,\mathrm{E}\left[\frac{v(1+\psi_{\omega'})q_{\omega,\omega'}^2}{K}\right] + f^2K^2$$

$$= \mathrm{E}\left[\frac{v^2(1+\psi_{\omega'})^2 q_{\omega,\omega'}^4}{K^2}\right] - f^2K^2 \qquad \text{(A.4.39)}$$

On a :

$$\mathrm{E}\left[\frac{v^2(1+\psi_{\omega'})^2 q_{\omega,\omega'}^4}{K^2}\right] = \frac{v^2}{K^2}q^4\,\mathrm{E}\left[(1+\psi_{\omega'})^2\left[1+\frac{\varphi_\omega}{q} - \frac{\beta' p}{q}\left(\frac{\varphi_\omega}{q} + \psi_{\omega'}\right)\right]^4\right]$$

$$= \frac{v^2}{K^2}q^4\left(1+\sigma_\psi^2 + 6\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$$

(développement limité à l'ordre 2).

Par ailleurs, on déduit de (A.4.34.a) les deux égalités suivantes :

$$f^2K^2 = vf\left(q^2+\sigma_\varphi^2\right) \text{ et } \frac{v^2}{K^2}q^4 = \frac{vfq^2}{1+\sigma_\varphi^2/q^2} = vfq^2\left(1-\sigma_\varphi^2/q^2\right)$$

L'expression de résulte alors immédiatement de (A.4.37) :

$$\sigma_\pi^2 = vfq^2\left(\sigma_\psi^2 + 6\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right) + vfq^2\left(1-\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right) - vfq^2\left(1+\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$$

$$= vfq^2\left(\sigma_\psi^2 + 4\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$$

et en remarquant enfin que $vf = \frac{\bar{p}^2}{4}\left(1+\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$ d'après (A.4.34) et (A.4.19), on obtient :

$$\boxed{\sigma_\pi^2 = \frac{\tilde{p}^2}{4}\tilde{q}^2\left(\sigma_\psi^2 + 4\frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)} \qquad \text{(A.4.40)}$$

Valeurs espérées du surplus des consommateurs et du surplus social

Le surplus des consommateurs dans l'état du monde ω,ω' est donné par :

$$S_{\omega,\omega'}(\mathbf{q}) = \frac{aq}{b} - \frac{q^2}{2b} + \int_0^{q_{\omega,\omega'}} \left(\frac{a' + \varphi_\omega}{b'} - \frac{\xi}{b'} \right) d\xi - p_{\omega,\omega'} q_{\omega,\omega'}$$

$$= \frac{aq}{b} - \frac{q^2}{2b} + \frac{a' + \varphi_\omega}{b'} q_{\omega,\omega'} - \frac{q^2_{\omega,\omega'}}{2b'} - p_{\omega,\omega'} q_{\omega,\omega'}$$

En remarquant que $\mathrm{E}\, p_{\omega,\omega'} q_{\omega,\omega'} = pq\left(1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$ (d'après A.4.32. et A.4.33), l'espérance du surplus des consommateurs s'écrit :

$$\tilde{S}(\mathbf{q}) = \frac{aq}{b} - \frac{q^2}{2b} + \frac{a'}{b'} q + \frac{\sigma_\varphi^2}{b'} - \frac{q^2 + \sigma_\varphi^2}{2b'} - pq\left(1 + \frac{\sigma_\varphi^2}{q^2}\right)$$

ce qui donne en fonction des paramètres grecs (d'après les relations A.4.6) et après simplification :

$$\boxed{\tilde{S}(\mathbf{q}) = \frac{\tilde{q}^2}{2\beta} + \frac{\sigma_\varphi^2}{2\beta'} - \tilde{p}\tilde{q}\frac{\sigma_\varphi^2}{\tilde{q}^2}} \qquad \text{(A.4.41)}$$

On remarque que

$$\tilde{S}(\mathbf{q}) = S^*(\mathbf{q}) - \tilde{p}\tilde{q}\frac{\sigma_\varphi^2}{\tilde{q}^2} \qquad \text{(A.4.42)}$$

(comparer A.4.39. et A.4.24. en tenant compte de A.4.36), et que :

$$\tilde{\pi}(\mathbf{q}) = \pi^*(\mathbf{q}) + \tilde{p}\tilde{q}\frac{\sigma_\varphi^2}{\tilde{q}^2} \qquad \text{(A.4.43)}$$

(comparer A.4.22. et A.4.38). On en déduit que :

$$\boxed{\tilde{W}(\mathbf{q}) = \tilde{S}(\mathbf{q}) + \tilde{\pi}(\mathbf{q}) = S^*(\mathbf{q}) + \pi^*(\mathbf{q}) = W^*(\mathbf{q})} \qquad \text{(A.4.44)}$$

Le surplus social espéré est identique au second ordre dans une tarification uniforme et dans une tarification *spot*.

A.4.5. Preuve de la proposition de la section 4.2.2.

Résolvons $W_1(\alpha, K_0) = W_2(\alpha, q_2(\alpha))$. D'après l'expression du surplus $W_i(\alpha,q)$ et les équations (4.1.4) et (4.1.5.b), on a :

$$\frac{\alpha}{\beta} K_0 - \frac{1}{2\beta} K_0^2 - f_0 - \nu K_0^2 = \frac{1}{2\beta} \frac{\alpha^2}{1 + \beta\nu} - 2f_0$$

ce que l'on peut réécrire :

$$\left(\alpha - K_0(1 + \nu\beta)\right)^2 = \left(\frac{2f_0}{\nu} - K_0^2\right)(1 + \nu\beta)\beta\nu$$

Le second membre est positif car

$$K_0^2 < \frac{2f_0}{\nu} \frac{1 + \nu\beta}{1 + 2\nu\beta} < \frac{2f_0}{\nu}$$

Il existe donc deux valeurs réelles de α racines de cette équation, situées de part et d'autre de $K_0(1+\nu\beta)$. La plus grande de ces racines est la valeur recherchée, soit :

$$\alpha^c = K_0(1+\nu\beta) + \sqrt{\left(\frac{2f_0}{\nu} - K_0{}^2\right)(1+\nu\beta)\beta\nu}$$

Vérifions d'abord les inégalités de la proposition portant sur α^c. On a d'une part,

$$K_0(1+2\beta\nu) < \alpha^c$$

$$\Leftrightarrow K_0^2\beta^2\nu^2 < \left(2\frac{f_0}{\nu} - K_0^2\right)(\beta\nu + \beta^2\nu^2)$$

$$\Leftrightarrow K_0^2\beta\nu(1+2\beta\nu) < 2\frac{f_0}{\nu}\beta\nu(1+\beta\nu)$$

$$\Leftrightarrow K_0^2 < 2\frac{f_0}{\nu}\frac{1+\beta\nu}{1+2\beta\nu}$$

qui est précisément l'hypothèse envisagée dans la proposition.
D'autre part,

$$\alpha^c < \alpha^*$$

$$\Leftrightarrow K_0(1+\beta\nu) + \sqrt{\left(2\frac{f_0}{\nu} - K_0^2\right)(\beta\nu + \beta^2\nu^2)} < \sqrt{2\frac{f_0}{\nu}(1+\beta\nu)(1+2\beta\nu)}$$

On élève au carré :

$$\Leftrightarrow K_0^2(1+\beta\nu)^2 + \left(2\frac{f_0}{\nu} - K_0^2\right)(\beta\nu + \beta^2\nu^2)$$

$$+2K_0(1+\beta\nu)\sqrt{\left(2\frac{f_0}{\nu} - K_0^2\right)(\beta\nu + \beta^2\nu^2)} < 2\frac{f_0}{\nu}(1+\beta\nu)(1+2\beta\nu)$$

$$\Leftrightarrow 2K_0\sqrt{\left(2\frac{f_0}{\nu} - K_0^2\right)(\beta\nu + \beta^2\nu^2)} < 2\frac{f_0}{\nu}(1+\beta\nu) - K_0^2$$

On élève à nouveau au carré :

$$\Leftrightarrow 4K_0^2\left(2\frac{f_0}{\nu} - K_0^2\right)(\beta\nu + \beta^2\nu^2) < 4\frac{f_0^2}{\nu^2}(1+\beta\nu)^2 + K_0^4 - 4\frac{f_0}{\nu}(1+\beta\nu)K_0^2$$

$$\Leftrightarrow 0 < 4\frac{f_0^2}{\nu^2}(1+\beta\nu)^2 + K_0^4(1+4\beta\nu+4\beta^2\nu^2) - 4\frac{f_0}{\nu}K_0^2(1+\beta\nu+2\beta\nu+2\beta^2\nu^2)$$

$$\Leftrightarrow 0 < \left[2\frac{f_0}{\nu}(1+\beta\nu) - K_0^2(1+2\beta\nu)\right]^2$$

condition qui est évidemment vérifiée.
Vérifions maintenant les inégalités portant sur le surplus social. Soit :

$$W_i^*(\alpha) = W_i(\alpha, q_i(\alpha))$$

la valeur maximale du surplus social obtenue lorsque l'intensité de la demande est égale à α et que la liaison est formée de i lignes. Soit encore :

$$\tilde{W}_1(\alpha) = W_i(\alpha, K_0)$$

la valeur du surplus social lorsque l'intensité de la demande est égale à α, que la liaison est formée de i lignes et que la quantité de service de transport est limitée à K_0 (par un prix approprié). On a :

$$W_2^*(\alpha) - \tilde{W}_1(\alpha) = \frac{\alpha}{2\beta}\frac{\alpha}{1+\nu\beta} - 2f_0 - \left(\frac{\alpha}{\beta}K_0 - \frac{K_0^2}{2\beta} - f_0 - \nu K_0^2\right)$$

d'après 4.1.5.b et 4.1.2. Cette fonction quadratique de α est minimale pour $\alpha = K_0(1+\nu\beta)$. Elle est donc croissante pour $\alpha > K_0(1+\nu\beta)$. En particulier, elle est croissante dans l'intervalle considéré dans la proposition. Elle s'annule en α^c, par définition de α^c. Elle est donc négative pour $\alpha < \alpha^c$, ce qui prouve l'inégalité (4.2.2) et positive pour $\alpha > \alpha^c$, ce qui prouve (4.2.3).

Annexe du chapitre 5

A.5.1. Caractérisation de l'équilibre économique pour différents comportements possibles de la compagnie d'interconnexion

Comportement socialement optimal

La compagnie de réseau satisfait la demande q, minimise son coût et tarifie au coût marginal. En retenant q_0 et q_t comme variables de décision, la compagnie cherche à réaliser :

$$\underset{q_0,q_t}{Max}\left(\frac{\alpha_0 q_0 - q_0^2/2}{\beta_0} + \frac{\alpha_t q_t - q_t^2/2}{\beta_t} - F - fK(q) - v\frac{q^2}{K(q)}\right)$$

On peut résoudre ce programme directement ou utiliser les relations auxilliaires :

$$f - v\frac{q^2}{K^2} = 0 \qquad \text{(A.5.1)}$$

condition de premier ordre traduisant l'optimalité de l'investissement en fonction de q, et

$$p_0 = \frac{\partial C(q,K)}{\partial q_0}$$

$$p_t = \frac{\partial C(q,K)}{\partial q_t}$$

soit en fonction du sens relatif des flux

$$\begin{aligned} &\rightarrow \quad p_0 = 2v\frac{q}{K} = p_t \\ &\leftrightarrow \quad p_0 = 2v\frac{q}{K} = -p_t \end{aligned} \qquad \text{(A.5.2)}$$

En combinant les équations (A.5.8) et (A.5.9), on obtient :

$$\boxed{\begin{aligned} &\rightarrow \quad p_0^* = 2\sqrt{vf} = p_t^* \\ &\leftrightarrow \quad p_0^* = 2\sqrt{vf} = -p_t^* \end{aligned}} \qquad \text{(A.5.3)}$$

où l'astérisque * désigne les valeurs économiquement optimales.

Comportement de monopole

La compagnie minimise son coût et choisit le prix (unitaire) qui maximise son profit. Elle cherche donc à réaliser le programme

$$\underset{p_0,p_t}{Max}\left(p_0.q_0(p_0) + p_t.q_t(p_t) - C\left[q(p_0,p_t), K\left(q(p_0,p_t)\right)\right]\right)$$

On peut résoudre ce programme directement ou utiliser les relations auxilliaires :

$$\begin{cases} \dfrac{p_0^m - c_0}{p_0^m} = \dfrac{1}{\varepsilon_0} = \dfrac{\alpha_0 - \beta_0 p_0^m}{\beta_0 p_0^m} \\ \dfrac{p_t^m - c_t}{p_t^m} = \dfrac{1}{\varepsilon_t} = \dfrac{\alpha_t - \beta p_t^m}{\beta_t p_t^m} \end{cases} \tag{A.5.4}$$

formules classiques des prix de monopole où c désigne le coût marginal de transport, et comme précédemment

$$f - v\frac{q^2}{K^2} = 0 \tag{A.5.5}$$

d'où on déduit :

$$\begin{aligned} &\rightarrow \quad c_0 = 2\sqrt{vf} = c_t \\ &\leftrightarrow \quad c_0 = 2\sqrt{vf} = -c_t \end{aligned} \tag{A.5.6}$$

qui n'est autre que (A.5.9). On tire de (A.5.11) et (A.5.12) :

$$\boxed{\begin{aligned} &\rightarrow \quad \begin{cases} p_0^m = \sqrt{vf} + \alpha_0/2\beta_0 \\ p_t^m = \sqrt{vf} + \alpha_t/2\beta_t \end{cases} \\ &\leftrightarrow \quad \begin{cases} p_0^m = \sqrt{vf} + \alpha_0/2\beta_0 \\ p_t^m = -\sqrt{vf} + \alpha_t/2\beta_t \end{cases} \end{aligned}} \tag{A.5.7}$$

(L'exposant m dénote le comportement de monopole.)

Comportement de monopole bienveillant astreint à l'équilibre budgétaire

Le monopole satisfait la demande, minimise ses coûts et vend ses services aux prix de Ramsey-Boiteux. En retenant q_0 et q_t comme variables d'optimisation, un tel monopole réalise :

$$\underset{q_0, q_t}{Max}\left(\frac{\alpha_0 q_0 - q_0^2/2}{\beta_0} + \frac{\alpha_t q_t - q_t^2/2}{\beta_t} - F - fK(q) - v\frac{q^2}{K(q)}\right)$$

sous la contrainte :

$$p_0 q_0 + p_t q_t - F - fK - v\frac{q^2}{K} \geq 0$$

que l'on peut résoudre directement ou en utilisant les relations auxilliaires suivantes :

$$f - v\frac{q^2}{K^2} = 0 \tag{A.5.1}$$

qui décrit la politique d'investissement optimale, et

$$\begin{cases} \dfrac{p_0^r - c_0}{p_0^r} = \lambda \dfrac{\alpha_0 - \beta_0 p_0^r}{\beta_0 p_0^r} \\ \dfrac{p_t^r - c_t}{p_t^r} = \lambda \dfrac{\alpha_t - \beta p_t^r}{\beta_t p_t^r} \end{cases} \tag{A.5.8}$$

qui caractérisent les prix de Ramsey-Boiteux, où λ est choisi tel que :

$$p_0(\lambda).q_0(\lambda)+p_t(\lambda).q_t(\lambda)-F-fK(\lambda)-v\frac{q^2(\lambda)}{K(\lambda)}=0 \qquad \text{(A.5.9)}$$

Les relations (A.5.8) s'écrivent encore :

$$\begin{cases} p_0^r = c_0 + \lambda\, q_0^r/\beta_0 \\ p_t^r = c_t + \lambda\, q_t^r/\beta \end{cases} \qquad \text{(A.5.10)}$$

Introduites dans (A.5.9) en tenant compte de (A.5.1), on en déduit :

$$\lambda\, q_0^{r2}/\beta_0 + \lambda\, q_t^{r2}/\beta = F$$

ce qui compte tenu des hypothèses (5.1.4) et (5.1.5) sur les paramètres des fonctions de demande peut être considéré au premier ordre comme équivalent à :

$$\lambda\, q_0^{r2}/\beta_0 = F$$

q_0^r est alors obtenu comme solution de l'équation du second degré :

$$\frac{\alpha_0 - q_0^r}{\beta_0} q_0^r = p_0^r q_0^r = \left(c_0 + \lambda \frac{q_0^r}{\beta_0}\right) q_0^r = c_0 q_0^r + F$$

qui s'écrit encore :

$$q_0^{r2} - q_0^* q_0^r + F\beta_0 = 0$$

soit enfin[2] :

$$\boxed{q_0^r = \frac{1}{2}\left(q_0^* + \sqrt{q_0^{*2} - 4F\beta_0}\right)} \qquad \text{(A.5.11.a)}$$

D'après (A.5.10), on a :

$$\frac{\alpha_t - q_t^r}{\beta_t} = c_r + \frac{q_t^r}{\beta_t}\frac{\beta_0 F}{q_0^{r2}}$$

d'où l'on déduit q_t^r :

$$\boxed{q_t^r = q_t^* \frac{q_0^{r2}}{q_0^{r2} + \beta_0 F}} \qquad \text{(A.5.11.b)}$$

Comportement de monopole astreint à la tarification au coût différentiel

Le monopole astreint à la tarification au coût marginal de court terme peut maximiser son profit en rationnant ses investissements par rapport au niveau économiquement optimal. En retenant K comme variable d'optimisation, le monopole s'attache alors à réaliser

---

[2] Le choix entre les deux solutions de l'équation est dicté par la valeur de l'expression lorsque $F = 0$: on doit alors avoir $q_0^r = q_0^*$.

$$\underset{K}{Max}\left(p_0(K).q_0(K) + p_t(K).q_t(K) - \left(F + fK + v\frac{q^2(K)}{K} \right) \right)$$

sous la contrainte réglementaire :

$$\begin{aligned} &\rightarrow \quad p_0(K) = p_t(K) = 2v\frac{q}{K} \\ &\leftrightarrow \quad p_0(K) = -p_t(K) = 2v\frac{q}{K} \end{aligned} \qquad \text{(A.5.12)}$$

et sous la contrainte technique

$q < K$

Introduisant la contrainte réglementaire dans la fonction-objectif, le comportement du monopole peut alors s'écrire :

$$\underset{K}{Max}\left[v\frac{q^2}{K} - F - fK \right]$$

Par ailleurs, on a :

$$\begin{cases} q_0 = \alpha_0 - \beta_0 p_0 \\ q_t = \alpha_t - \beta_t p_t \end{cases}$$

soit d'après (A.5.12) et selon le cas :

$$\rightarrow \quad q = q_0 + q_t = \alpha_0 + \alpha_t - (\beta_0 + \beta_t)2v\frac{q}{K}$$

$$\leftrightarrow \quad q = q_0 - q_t = \alpha_0 - \alpha_t - (\beta_0 + \beta_t)2v\frac{q}{K}$$

ou enfin :

$$\begin{aligned} &\rightarrow \quad q = \frac{(\alpha_0 + \alpha_t)K}{K + 2v(\beta_0 + \beta_t)} \\ &\leftrightarrow \quad q = \frac{(\alpha_0 - \alpha_t)K}{K + 2v(\beta_0 + \beta_t)} \end{aligned} \qquad \text{(A.5.13)}$$

Le comportement de la compagnie peut alors être exprimé en fonction de K seulement :

$$\underset{K}{Max}\left[v\frac{q(K)^2}{K} - F - fK \right]$$

Résolvons dans le cas de flux de même sens. La condition de premier ordre en K s'écrit après quelques manipulations :

$$f\left(K + 2v(\beta_0 + \beta_t)\right)^3 - \left(\alpha_0 + \alpha_t\right)^2\left(K + 2v(\beta_0 + \beta_t)\right) + 2K\left(\alpha_0 + \alpha_t\right)^2 = 0$$

dont la solution réelle est donnée par :

$$K^s(\alpha) = (k_1 - k_2)^{1/3} + (k_1 + k_2)^{1/3} - 2v(\beta_0 + \beta_t)$$

$$où \qquad k_1 = \frac{2v^2(\alpha_0 + \alpha_t)^2(\beta_0 + \beta_t)}{f} \qquad (A.5.14)$$

$$et \qquad k_2 = \frac{2v(\alpha_0 + \alpha_t)^2}{f}\sqrt{v^2(\beta_0 + \beta_t)^2 + \frac{v(\alpha_0 + \alpha_t)^2}{108f}}$$

K^s représente l'optimum non contraint du programme de maximisation, mais il faut tenir compte de la contrainte technique $q < K$ qui peut s'écrire d'après (A.5.13) : $\alpha_0 + \alpha_t - 2v(\beta_0 + \beta_t) < K$. Puisque la compagnie ne peut pratiquer un prix de pointe, la maximisation contrainte du profit correspond à un investissement

$$K^- = Sup\big(\alpha_0 + \alpha_t - 2v(\beta_0 + \beta_t), K^s(\alpha_t)\big) \qquad (A.5.15)\blacklozenge$$

On obtiendrait la solution correspondante pour le cas de flux en sens inverse, en substituant $\alpha_0 - \alpha_t$ à $\alpha_0 + \alpha_t$ dans les équations (A.5.14) et (A.5.15), soit en résumé :

$$\boxed{\begin{array}{ll} \rightarrow & K^- = Sup\big(\alpha_0 + \alpha_t - 2v(\beta_0 + \beta_t), K^s(\alpha_t)\big) \\ \leftrightarrow & K^- = Sup\big(\alpha_0 - \alpha_t - 2v(\beta_0 + \beta_t), K^s(-\alpha_t)\big) \end{array}}$$

(A.5.16)

On en déduit la valeur de q d'après (A.5.13) puis la valeur de p_0 et p_t d'après (A.5.12), ce qui caractérise l'équilibre économique.

Comportement de rationnement libre

Ce comportement est analogue à un comportement de monopole, mais où la condition (A.5.1) de minimisation du coût est remplacée par une condition de saturation de la capacité. On a donc par analogie avec les relations (A.5.7) :

$$\boxed{\begin{array}{ll} \rightarrow & \begin{cases} p_0^m = v + \alpha_0/2\beta_0 \\ p_t^m = v + \alpha_t/2\beta_t \end{cases} \\ \leftrightarrow & \begin{cases} p_0^m = v + \alpha_0/2\beta_0 \\ p_t^m = -v + \alpha_t/2\beta_t \end{cases} \end{array}} \qquad (A.5.17)$$

en remarquant que $2v$ est la limite de la valeur du coût marginal de court terme de transport lorque q tend vers K par valeurs inférieures.

A.5.2. Compagnie d'interconnexion soumise à réglementation - Valeurs numériques des paramètres

Le modèle développé dans la section 5.1 considère le service de transport d'électricité sur lignes à très haute tension sur une disatnce de 100 km. Il est paramétré par les valeurs suivantes :

F, annuité correspondant à la part d'investissement indépendante de la capacité de la liaison

f, annuité correspondant à la part d'investissement dépendante de la capacité de la liaison

v, coefficient technico-économique de pertes, égal au produit du taux de pertes par le coût unitaire de production des pertes

α_0, β_0, caractéristiques de la fonction linéaire de demande de transport des consommateurs finals de la compagnie transporteuse (demande implicite)

α, β, caractéristiques de la fonction linéaire de demande de transport des consommateurs de service de transport

Le tableau suivant donne les valeurs centrales retenues pour ces paramètres. Nous décrivons ensuite la façon dont ces valeurs ont été obtenues.

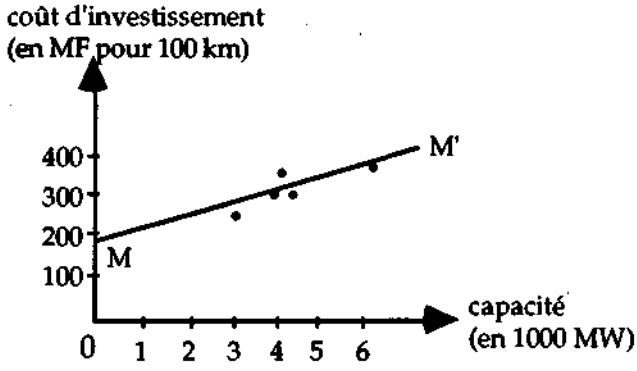
F	f	v	α_0	β_0	α	β
MF/an	MF/MWan	MF/MWan	MW	MW²an/MF	MW	MW²an/MF
18	0,003	0,03	5 300	90 000	530	9 000

Valeurs de F et de *f*

Le coût de contruction des principaux types de lignes utilisées dans les réseaux à très haute tension est rapporté sur la figure ci-après[3].

On extrapole ces différentes valeurs par la fonction de coût d'investissement affine OMM', qui donne les parts d'investissement resp. indépendante (longueur OM) et dépendante (pente de MM') de la capacité.

[3] II s'agit des lignes doubles 2*570, 3*570, 4*570, 2*851, et 2*1144. Source : EdF, EEG, Coûts de référence 1990, p. 117, et document interne EdF-DER.



F et/ sont les annuités d'investissement constantes correspondant à ces coûts. En retenant un taux d'actualisation de 8% et une durée d'amortissement économique de 20 ans, on a à peu près: *F = OM/10* ; /= *(pente MM')110.*

Valeurs de a_0, *Po*

Les valeurs de a_0, fi_0 sont choisies telles que :

- l'élasticité-prix de la demande de transport de l'ordre de grandeur de celle de la demande d'énergie, i.e.[4] :

a-ip^f

- la demande qui se manifeste pour un prix égal au coût marginal est de l'ordre de grandeur de la capacité économique d'une liaison électrique du type le plus fréquent (ligne double 2*3*570), i.e.

« - 2 / 3 - ^ = 3500 (MW)

Les valeurs de *a, fi* sont choisies pour que l'élasticité-prix de la demande des consommateurs de transport soit égale à celle des consommateurs finals, et que la demande des premiers soit dix fois inférieure à celle des seconds.

[4] En l'absence d'informations plus précises sur la demande de tranport. L'élasticité est calculée pour la valeur du prix égale au coût marginal de transport. La formule de l'élasticité est donnée par les formules 5.1.3 du texte. L'élasticité-prix de la consommation d'énergie est prise égale à 0,5 (source : J.R. McDonald, P.A. Whiting and K.L. Lo, «Spot pricing: evaluation, simulation and modelling of dynamic tariff structures», 16 *Electrical Power & Energy Systems* 23-35 (n°l, 1994)).

A.5.3. Fonction de coût et politique tarifaire d'une compagnie électrique intégrée

Calcul du coût incrémental de fourniture de i

Supposons que les équations 5.2.3 du texte principal donnent les facteurs de charge de Σ (i.e. lorsque la compagnie alimente tous les consommateurs, y cmpris i). Les facteurs de charge de Σ' (lorsque la compagnie n'alimente pas i), notés $E_c^{'}$ et $E_p^{'}$, sont reliés à E_c et E_p par les relations suivantes, qui tiennent compte de l'asynchronisme entre la pointe de i et la pointe de Σ :

$$\begin{cases} E_c^{'} = E_c - \left[1 + (1-\tau_i)(y_i - 1)\dfrac{x}{1-x}\right]P_i \\ E_p^{'} = E_p - \left[\tau_i y_i + (1-\tau_i)\right]P_i \end{cases} \qquad \text{(A.5.18)}$$

La capacité du parc de production devient :

$G_b + G_p - \alpha_i P_i$

Le coût de la compagnie lorsqu'elle alimente l'ensemble des consommateurs à l'exception de i s'écrit :

$$C_{\Sigma'} = g_p\left(G_b + G_p - \alpha_i P_i\right) + E_c^{'} v_b (1-x)T + E_p^{'} v_p x T$$

Le coût incrémental de fourniture de i s'écrit alors (en tenant compte des expressions de E'_c et E'_p) :

$$C_i^{+} = C_\Sigma - C_{\Sigma'} = g_p \alpha_i P_i + v_b T\left(1 - x + x(1-\tau_i)(y_i - 1)\right)P_i + v_p x T(1 - \tau_i + \tau_i y_i)P_i \qquad \text{(A.5.19)}$$

A.5.4. Prix de transport et domaine sans subside des prix de production.

Pour donner un ordre de grandeur économique aux raisonnements de la section 5.2, on considère un système fictif où une compagnie disposant de deux technologies de production (nucléaire et charbon) alimente une consommation analogue à la consommation nationale française.

Coûts de production[5]

Le coût d'investissement pour une centrale de production de type "REP 1400" vaut 10,6 MF/MW ; et pour une centrale au charbon à lit fluidisé circulant (LFC) : 8,8 MF/MW. Le taux d'actualisation de 8% et la durée de vie économique des moyens de production de 30 ans conduisent à des annuités équivalentes respectivement égales à 0,95 MF/MWan et 0,79 MF/MWan.

---

[5] Source Ministère de l'Industrie, Direction du gaz, de l'électricité et du charbon. *Production électrique d'origine thermique : coûts de référence*, éd. 1993 (p. 16, 18, 20 et graph. 2a).

Le coût moyen annuel pour une durée d'appel de 2640 heures (un tiers de l'année : durée d'appel équivalent pour les deux technologies considérées) est de 67 cF/kWh. On en déduit les coûts variables de production : 2,7 MF/MWan pour les centrales nucléaires, et 3,2 MF/MWan pour les centrales LFC.

La largeur du domaine de prix sans subsides pour le consommateur considéré dans le texte vaut donc :

$$\Delta = \frac{C_i - C_i^+}{y_i} = \frac{1}{3}\left(g_p + xT\left(v_p - v_b\right)\right) = 0{,}31 \text{ MF / MWan} \quad \text{lorsque } xT = 0{,}3$$

Coûts d'interconnexion et prix d'abonnement au réseau

Il est plus difficile d'évaluer un prix moyen d'abonnement au réseau d'interconnexion. On considèrera que le coût annuel du réseau représente 9% du coût annuel de production[6]. Le coût annuel de production est évalué d'après la formule 5.2.5 du texte principal. Les capacité de production de base (nucléaire) et de pointe (charbon), ainsi que les facteurs de charge d'heures creuses et d'heures de pointe (ces dernières étant prises comme les 2640 heures les plus chargées de l'année) sont calculés sur la base de la consommation intérieure française de 1992[7]. On suppose un facteur de diversité égal à 3 (i.e. la somme des puissances souscrites est le triple de la demande du système à l'heure la plus chargée de l'année).

On obtient Gb = 47 000 MW, Gp = 26 000 MW, Ec = 38 000 MW ; Ep = 53 000 MW. D'après 5.2.5, le coût annuel de production vaut C_Σ = 166 800 MF/an. L'abonnement ω_i considéré dans le texte est établi d'après la puissance individuelle souscrite yi = 3, rapportée à la demande de pointe (Gb + Gp), et est calculé pour recouvrir exactement les coûts de réseau en tenant compte du facteur de diversité des consommations) ; il vaut :

$$\omega_i = \frac{1}{3}\frac{C_\Sigma}{9}\frac{3}{G_b + G_b} = 0{,}30 \text{ MF par MW de pointe et par an.}$$

Source : Jean-Paul Bouttes et Denis Haag,«Economie des réseaux d'infrastructure», in Nicolas Curien (éd.), Economie et management des entreprises de réseau, (Paris : ENSPTT-Economica, 1992), p. 17.

Source : *Statistiques de la production et de la consommation 1992* (EdF, Observatoire statitique du système électrique, juillet 1993).

Annexe du chapitre 6

On reprend l'expression des prix horosaisonniers précédemment établie. Soit :

$$\begin{cases} p_c = v_b + \dfrac{(1-d)g_p(G_b+G_p)}{E_c(1-x)T} \\ p_p = v_p + \dfrac{dg_p(G_b+G_p)}{E_p xT} \end{cases} \tag{5.2.9}$$

On note R_p la recette réalisée par un moyen de pointe produisant xT heures dans l'année pour un coût total $g_p + v_p xT$, et R_p la recette d'un moyen de base produisant T heures dans l'année pour un coût $g_b + v_b T$.

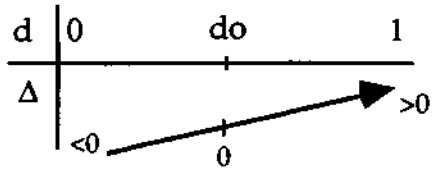
On a les expressions suivantes :

$$\begin{cases} R_p = p_p xT - (g_p + v_p xT) = \left[\dfrac{d(G_b+G_p)}{E_p} - 1\right] g_p \\ R_b = -(g_b + v_b T) = (v_p - v_b)xT + \dfrac{(1-d)g_p(G_b+G_p)}{E_c} + \dfrac{dg_p(G_b+G_p)}{E_p xT} - g_b \end{cases}$$

La comparaison des rentabilités par £ investie s'écrit après quelques manipulations et en tenant compte de la relation $(v_p - v_b)xT = g_b - g_p$:

$$\Delta(d) = \frac{R_p}{g_p} - \frac{R_b}{g_b} = \left(1 - \frac{g_p}{g_b}\right)\left(\frac{d(G_b+G_p)}{E_p} - 1\right) - \frac{(1-d)(G_b+G_p)}{E_c}$$

Les variations de Δ sont donc données par le tableau suivant :



Lorsque la majoration des prix porte davantage sur le prix de pointe (*d* grand), la rentabilité des moyens de pointe devient supérieure à celle des moyens de base.

BIBLIOGRAPHIE

Théorie économique - Economie industrielle et appliquée

BAUMOL, William J., «Some subtle issues in railroad regulation», 10 *International Journal of Transport Economies* 341-55 (n° 1-2, 1983).

———, John C. Panzar & Robert D. Willig, *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure* (New York: Harcourt, Brace, Jovanovich, 1982).

———and Wallace E. Oates, *The theory of environmental policy* (2nd edition, Cambridge: Cambridge University Press, 1988).

———and G. *SidakToward Competition in Local Telephony* (MIT Press, 1994).

BERG, Sanford V. and Dennis L. WEISMAN, «A guide to cross-subsidization: ten myths», 16 *Telecommunications Policy* 447-59 (n°6, August 1992).

BERNARD, Pierre, «Principes économiques, théoriques et appliqués, de la tarification des services publics», in *Le financement des équipements publics de demain* (Paris: Economica, 1986).

BOITEUX, Marcel, «La tarification des demandes en pointe : une application de la théorie de la vente au coût marginal» 58 *Revue générale de l'électricité* 321-40 (1949).

———, «La vente au coût marginal», 47 *Bulletin de l'association suisse des électriciens* (n° 24, 1956).

———, «Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire» 24 *Econometrica* 22-40 (n° 1, 1956).

BROWN, Stephen J. and David S. SIBLEY, *The theory of public utility pricing* (Cambridge: Cambridge University Press, 1986).

BRUNETIÈRE, Jean (de la) et Nicolas CURIEN, «Les transferts de revenus induits par la tarification téléphonique entre catégories d'abonnés et entre types de prestations», 39 *Annales des télécommunications* 469-86 (n°ll-12, nov-déc 1984).

COASE, Ronald H., «The Nature of the Firm», *Economica* (n.s., 4, November 1937), repris in R. H. Coase, *The Firm, the Market and the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 33-55).

———, «Rowland Hill and the Penny Post», *Economica* 423-35 (November 1939).

———, «The Marginal Cost Controversy», 13 *Economica* 169-89 (1946), reprinted in Ronald H. Coase, *The Firm, the Market and the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, pp. 75-93).

———, «The Problem of Social Cost», *Journal of Law & Economics* 1-44 (n° 3, October 1960), repris dans R. H. Coase, *The Firm, the Market and the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 95-156).

———, «The theory of public utility pricing and its application», 1 *Bell Journal of Economics* 113-28 (n° 1, 1970)

———, «The Firm, the Market and the Law», in *The Firm, the Market & the Law* (Chicago: the University of Chicago Press, 1988, p. 1-31).

CURIEN, Nicolas, «Soutenabilité d'un réseau de transmission», *Communications & Strategies* (n° 12, 4ème trimestre 1993, pp. 13-29).

———, «La micro-économie est-elle utile au décideur public? De l'ingénieur-économiste à l'économiste industriel», *Communications & Strategies* 13-30 (n°5, 1er trimestre 1992).

———, «Economie des services en réseau», leçon inaugurale au Conservatoire national des arts et métiers, 30 mars 1993.

———et Michel GENSOLLEN, «De la théorie des structures industrielles à l'économie des réseaux de télécommunication», 38 *Revue économique* 521-78 (n°2, mars 1987).

DAHLMAN, Cari *].*, «The Problem of Externality», 22 *Journal of Law & Economics* 141-61 (n°l, April 1979).

DUPUY, Gabriel, «Géographie et économie des réseaux», *L'Espace géographique* 193-209 (n°3, 1993).

ENCAOUA, David et Anne PERROT, *Concurrence et coopération dans le transport aérien en Europe,* Rapport pour la direction générale de la Concurrence (Bruxelles: Office des publications officielles des communautés européennes, octobre 1991).

ENCAOUA, David et Michel MOREAUX, «L'analyse théorique des problèmes de tarification et d'allocation des coûts dans les télécommunications», 38 *Revue économique* 375-413 (n°2, mars 1987).

ERGAS, Henry and Eric RALPH, «Interconnect: An Outline of Alternative Approaches», *mimeo* (Marseille :GREQE, 20 June 1993).

FAULHABER, Gerald R., «Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises», 65 *American Economie Review* 966-77 (n° 5, 1975).

FRANCONY, Michel, Bruno LESCOEUR et Philippe PENZ, «Tarification au coût marginal : la révision des tarifs de l'électricité en France et la prise en compte de l'évolution du système offre-demande de l'électricité», communication à la *13ème conférence internationale de* /'Institute of Public Utilities (Williamsburg, VA, 14-16 décembre 1981), repris in EdF (Etudes économiques générales), *Les principes de tarification d'Electricité de France* (Paris: EdF, 1987), p. 211-61.

H A AG, Denis, «Some remarks concerning the optimal size of electricity generation systems», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

KEEGAN, Robert J., «Power Procurement : Should Competitive Bidding Be Required ?», in James L. Plummer & Susan Troppmann, eds (1990).

KOLM, Serge-Christophe, «Choix social, choix collectif, optimum social», 90 *Revue d'économie politique* 246-54 (n°3, 1980).

LAFFONT, Jean-Jacques, *Fondements de l'économie publique, Vol. 1 du Cours de théorie microéconomique* (2ème éd., Paris : Economica, 1988).

———, *Economie de l'incertain et de l'information, Vol. 2 du Cours de théorie microéconomique* (Paris : Economica, 1991).

LEVY, Daniel, «La tarfication de l'électricité dans le monde : place de la tarification au coût marginal», 24 *Economies et sociétés* 29-41 (n°l, janvier 1990).

MALINVAUD, Edmond, *Leçons de théorie microéconomique* (4ème édition, Paris : Dunod, 1982).

MEADE, James E., «External Economies & Diseconomies in a Competitive Situation», 62 *Economie Journal* 54-67 (mars 1952).

PANZAR, «Competition, Efficiency and the Vertical Structure of Postal Services», in Michael A. Crew and Paul R. Kleindorfer, eds, *Regulation and the Nature of Postal and Delivery Services* (Boston: Kluwer Academic Publishers, 1993).

RALPH, Eric, «Cross-Subsidies: A Novice's Guide to the Arcane», *mimeo* (Monash University: Public Sector Management Institute, 12 August 1988).

ROTHKOPF, Michael H., Edward P. Kahn, Thomas J. Teisberg, Joseph Eto & Jean-Michel Nataf, «Designing PURPA Power Purchase Options: Theory and Practice», in J.L. Plummer & S. Troppmann, eds (1990).

SHARKEY, William W., The theory of natural monopoly (Cambridge: Cambridge University Press, 1982).

TlROLE, Jean, *The Theory of Industrial Organization* (Cambridge: the MIT Press, 1988).

WEYMAN-JONES, Thomas G., «RPI-X price cap regulation, the price controls ised in UK electricity», *Utilities Policy* 65-77 (October 1990).

WILLIAMSON, Oliver E., «Transaction-Costs Economics: the Governance of Contractual Relations», 22 *Journal of Law & Economics* 233-61 (n°2, 1979).

WILLIG, Robert D, «The theory of network access pricing», in Harry M. Trebing, ed, *Issues in Public Utility Regulation* (Michigan State University, 1979).

Théorie des incitations - Nouvelle théorie de la réglementation

BARON, David P. & Roger B. MYERSON, «Regulating a Monopolist with Unknown Costs», 50 *Econometrica* 911-30 (n° 4, July 1982).

ElNHORN, Michaël E., «Electricity wheeling and incentive regulation», 2 *Journal of Regulatory Economics* 173-89 (1990).

JOSKOW, Paul L. and Richard SCHMALENSEE, «Incentive Regulation for Electric Utilities», 4 *Yale Journal on Regulation* 1-49 (n° 1, 1986).

LAFFONT, Jean-Jacques, «Prix d'accès et observabilité des sous-coûts», *Le management des entreprises de réseau,* Conférence ENSPTT (Paris, 20-21 janvier 1992).

———, «Nouvelles formes de réglementation», *Communications & Strategies* 15-29 (n°4, 4ème trimestre 1991).

LAFFONT, Jean-Jacques et Jean TIROLE, «Using Cost Observation to Regulate Firms», 94 *Journal of Political Economy* 614-41 (n° 3, 1986).

———, «The Regulation of Multiproduct Firms, Part I: Theory», 43 *Journal of Public Economics* 1-36 (1990).

———, «The Regulation of Multiproduct Firms. Part II: Applications to Competitive Environments and Policy Analysis», 43 *Journal of Public Economics* 37-66 (1990).

———, «Libéralisation et charges d'accès», *mimeo* (Toulouse : Institut d'économie industrielle, 8 mars 1994).

———, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation* (Cambridge: MIT press, 1993).

LOEB, M. & W. MAGAT, «A Decentralized Method for Utility Regulation», 22 *Journal of Law & Economics* 399-404.

MYERSON, Roger B., «Incentive Compatibility and the Bargaining Problem», 47 *Econometrica* 61-74 (1979).

Etudes économiques et réglementaires, historiques ou contemporaines, des industries de réseau

Annales des mines, série Réalités industrielles, n.s. «L'Europe des grands réseaux» (avril 1991).

Les cahiers de la fondation Europe et société, n.s. «1993 : La nouvelle donne des entreprises de service public» (n°29, avril-juin 1993).

AKRICH, Madeleine, «Le système électrique en Suisse, ses régulations, ses performances» (Ecole nationale supérieure des mines de Paris, Centre de sociologie de l'innovation, juin 1989)

BENZONI, Laurent et Michel ROGY, «La réglementation des réseaux en Europe : une doctrine à la recherche de ses fondements

économiques», *Revue d'économie industrielle* 261-71 (n°63, 1er trimestre 1993).

BESANCENOT, Damien et Cyrille PlATECKI, «La privatisation du secteur électrique en Grande Bretagne : une analyse critique», 12 *Politiques et management public* 77-99 (n° 1, mars 1992).

BOUTTES, Jean-Paul, «Organisation du secteur électrique et déréglementation : quelques références théoriques», note interne EdF m 89 22, (Paris : EdF-Etudes économiques générales, 10 février 1989).

———, «Régulation technique et économique des réseaux électriques», *Flux, Cahiers scientifiques internationaux Réseaux et Territoires* 43-55 (n°2, automne 1990).

———et Pierre LEDERER, «The Organization of Electricity Systems and the Behavior of Players in Europe and the US», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

———et Pierre LEDERER, «Towards a New Industrial Organization of the Electricity Sector in Europe ?», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

———et Denis HAAG, «Economie des réseaux d'infrastructure», in Nicolas Curien (dir.), *Economie et Management des entreprises de réseau* (Paris: ENSPTT & Economica, 1992).

———, Raymond LEBAN et Pierre LEDERER, *Organisation et régulation du secteur électrique : un voyage dans la complexité* (Paris: Conservatoire national des arts et métiers-Centre de recherche en économie et management, décembre 1990).

BREYER, Stephen, «Deregulation of electricity production. Questions for discussion», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30,1990).

CAMPBELL, James I., «The Future of the Universal Postal Union» in: Michael A. Crew et Paul R. Kleindorfer, eds, 1993.

COUTARD, Olivier, «Economics of Grid Systems in Reconfiguration: Competition in the Electricity Supply Industry in the United States and in the European Community», in Jane Summerton, éd., *Changing Large Technical Systems* (Boulder (CO): Westview, 1994).

CREW, Michaël A. and Paul R. KLEINDORFER (éd.), *Regulation and the Nature of Postal and Delivery Services* (Boston: Kluwer, 1993).

CURIEN, Nicolas (dir.), *Economie et management des entreprises de réseau, économie des réseaux, réseaux organisateurs, management en réseau, réseaux organisateurs* (Paris : ENSPTT, Economica, 1992).

———et Stéphane JACOBZONE, «Les grands réseaux publics français de transport et de communication dans une perspective européenne», *Economie et statistique* 3-20 (n°266, juin 1993).

CURIEN, Nicolas et Michel GENSOLLEN, «The opening-up of networks: Planning or competition in the telecommunicaitons industry and other public utilities», *Flux, Cahiers scientifiques internationaux Réseaux et Territoires* 21-42 (n°l, spring 1990).

———, *Economie des télécommunications, ouverture et réglementation* (Paris : ENSPTT-Economica, 1992).

DAVID, Paul A. et Julie Ann BUNN, «L'économie des passerelles technologiques et l'évolution des réseaux : leçons apprises de l'histoire de l'électricité (première partie)», *Flux* 4, 15-29 (avril-juin 1991a).

———, «L'économie des passerelles technologiques et l'évolution des réseaux : leçons apprises de l'histoire de l'électricité (deuxième partie)», *Flux* 6, 33-51 (avril-juin 1991b).

Edison Electric Institute, Power Supply Policy Division, *FERC policy directions on transmission access and market based rates* (Edison Electric Institute, 1 September 1991).

Federal Energy Regulatory Commission, *Power Pooling in the United States* (Washington D.C.: US Government Printing Office, 1981).

Federal Energy Regulatory Commission, Transmission Task Force, *Electricity Transmission: Realities, Theory and Policy Alternatives*, Report to the Commission (Washington D.C.: Federal Energy Regulatory Commission, October 1989).

FINON, Dominique, «Opening access to European grids: In search of solid ground», *Energy Policy* (June 1990, p. 428-42).

GRAHAM, Stephen, «Changing communications landscapes: Threats and opportunities for UK cities», *Cities* (May 1993, p. 158-66).

HENDERSON, Stephen J., «The Evolving US Transmission Policy», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30,1990)

HIRSH, Richard F., *Technology and transformation in the American electric utility industry* (Cambridge University Press, 1989).

HUGHES, Thomas P., *Networks of Power, Electrification in Western Societies 1880-1930* (Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1983).

JOSKOW, Paul L., «Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in the Electric Power Industry», *Brookings papers on Economic Activity : Microeconomics* (Washington D.C.: The Brookings Institution, 1989, 125-99).

———, «The Evolution of an Indépendant Power Sector and Competitive Procurement of New Generating Capacity», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

———, «The role of transaction cost economics in antitrust and public utility regulatory policies», 7sp *Journal of Law Economics and Organization* (1991).

LACOSTE, Jacques, «Raisons et enjeux de l'interconnexion électrique en France 1919-1941», *Cahiers du groupe Réseaux* (n°4, 1986, p. 105-58).

LÉVY-LEBOYER, Maurice, «The French Electrical Power System: An Inter-Country Comparison», in: Renate Mayntz and Thomas P. Hughes, eds, *The Development of Large Technical Systems* (Frankfurt: Campus, 1988, pp. 216-62) ; traduction française : «Le système électrique en France 1880-1940 (une comparaison inter-pays)», *Revue française de gestion* 88-99 (septembre-octobre 1988).

LORRAIN, Dominique, «Les services urbains, le marché et les politiques», in Claude Martinand (dir.), *L'expérience française du financement privé des équipements publics* (Paris : Economica & MELT/DAEI, 1994).

MCGOWAN, Francis, «Restructuring Large Technical Systems: The Debate over Integration and Deregulation of the EC Electricity Supply

Industry», Third Conference on the Development of Large Technical Systems (Sydney, August 1991).

Ministère de l'industrie, des postes et télécommunications et du commerce extérieur, Direction générale de l'énergie et des matières premières, *Rapport du Groupe de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française* (présidé par Claude Mandil), 1993.

MORSEL, Henri, «Panorama de l'histoire de l'électricité en France dans la première moitié du vingtième siècle», in: Association pour l'histoire de l'électricité en France, *Un siècle d'électricité dans le monde* (Paris: Presses universitaires de France, 1987, p. 85-117).

MEIER, Alexandra (von), «Integrating Supple Technologies into Utility Power Systems: Possibilities for Reconfiguration» in Jane Summerton, éd., *Changing Large Technical Systems* (Boulder, CO: Westview, 1994).

NOAM, Eli M., «Beyond Liberalization: From the network of networks to the system of systems», 18 *Telecommunications Policy* 286-94 (n°4, May/June 1994).

PERROT, Anne, «La régulation des activités en réseau», *mimeo* (Paris : Université de Paris I, juillet 1994).

PFEFFER, Jerry L., «Customer Interests and Concerns in Competitive Bidding for new Power Supplies», in: James L. Plummer & Susan Troppmann, eds (1990).

PHILLIPS, Charles F., Jr, *The Regulation of Public Utilities* (Arlington, VA, USA: Public Utilities Reports, 2nd ed. 1988).

PLUMMER, James L., «Overview of Emerging Competition», in: James L. Plummer & Susan Troppmann, eds (1990).

———& S. TROPPMANN, «Considerations of Environmental and Fuel Diversity Factors in Competitive Biddings», in J.L. Plummer & S. Troppmann, eds (1990).

———and Susan TROPPMANN, eds, *Competition in Electricity, New Markets & New Structures* (Arlington, Virginia: Public Utilities Reports & Palo Alto, California: QED Research, 1990).

PUMAIN, Denise, dir., *Réseaux et territoires* (Paris : GDR Réseaux, à paraître, 1995), chapitre «Opérateurs».

REYNAUD, Christian, «Calcul des péages pour l'infrastructure ferroviaire : *Modus vivendi* entre couverture des coûts et prix de marché», *Transports* 90-105 (mars-avril 1994).

RIBEILL, Georges, «Réseaux techniques : le développement à la française», *Metropolis* 83-8 (n° 73-74, 2ème trim. 1986).

RIBEILL, Georges, «Quelques aspects sur la longue durée de l'évolution du profil de l'opérateur de réseau», *Cahiers du groupe Réseaux* (LATTS-ENPC, n° 10, février 1988).

RUFF, Larry E., «Competitive electricity markets; Economie logic and practical implementation», *15ème Conférence annuelle internationale de l'IAEE* (Tours, France: 18-20 mai 1992).

SIMON, Jean Paul, *L'esprit des règles, réseaux et réglementation aux Etats-Unis* (Paris: L'Harmattan, 1991).

STALON, Charles G., «Current Issues in Transmission Access and Pricing in the US Electric Industry», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

STAM, Erkki, «Future prospects of the electricity supply industry in Finland», Conférence internationale des grands réseaux électriques à haute tension (OGRE), réunion de Johannesburg (4-8 octobre 1993, rapport 37-93(FI)10).

STOFFAËS, Christian, dir., *Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique* (éditions PAU, 1994).

TABORS, Richard D., «Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons», submitted to *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (1993).

TROXEL, Emery, *Economics of Public Utilities* ((New York: Holt, Rinehart and Winston, Inc, 1947).

VEDEL, Thierry, «Les relations entre les colectivités locales et France Telecom», communication au colloque *Le modèle français d'administration est-il en crise ?* (Association française des sciences politiques, 7-8 février 1991).

VILLARD, Bruno, *Electric Power Wheeling, Market Power and the European Market*, MSc (MIT, Department of Civil and Environmental Engineering, May 1993).

WILSON, James Q., *The Politics of Regulation* (New York: Basic Books, 1980).

Etudes juridiques (Services de réseau - Ouverture des réseaux)

BARNES, E. Gregory, «Antitrust Considerations of Transmission Ownership» in : *The Antitrust Influence* (XXX).

CHEVALLIER, Jacques, *Le service public* (Paris : Presses Universtaires de France, Coll. Que sais-je ?, 2ème éd., 1991).

DRISCOLL, Dennis, «Access to the Grid under European Community Law», Conference on *Access and Pricing of Grid Systems* (Paris, November 15-17, 1990).

HANCHER, Leigh, «European Utilities Policy: the Emerging Legal Framework», 1 *Utilities Policy* 255-66 (n°3, April 1991).

———, «Competition and Electricity Markets», *mimeo* (Erasmus University Rotterdam, 24 January 1992).

———, EC *Electricity Law* (London: Chancery Law Publishing, 1992).

LOCK, Reinier H.J.H., «Antitrust and Regulatory Issues in a Competitive Electric Industry», Conf. *Organizing and Regulating Electric Utilities in the 1990s* (Paris, May 28-30, 1990).

PACE, Joe D., «Wheeling and the Obligation to Serve», 8 *Energy Law Journal* 265-302 (1987).

SLATER, Thomas G., Jr, «The Essential Facility Doctrine and Other Antitrust Hurdles: the Race to the Courts for Access», in : *The Antitrust Influence* (XXX).

TYE, William B., «Competitive Access: a Comparative Industry Approach to the Essential Facility Doctrine», 8 *Energy Law Journal* 337-79 (1987).

Prix *spot*

BAUGHMAN, M.L. & W.W. LEE, «A Monte-Carlo Simulation Model for Calculating Spot Market Prices for Electricity», 7 *IEEE Transactions on Power Systems* 584-90 (n°2, 1992).

BOHN, Roger E., Michael C. CARAMANIS and Fred C. SCHWEPPE, «Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time», 15 *Rand Journal of Economics* 360-76 (n° 3, Automn 1984).

CARAMANIS, Michael C, Roger E. BOHN and Fred C. SCHWEPPE, «System security control and optimal pricing of electricity», 9 *Electrical Power & Energy Systems* 217-24 (n° 4, October 1987).

GREEN, Richard J. and David M. NEWBERY, «Competition in the British Electricity Spot Market», 100 *Journal of Political Economy* 929-53 (n° 5,1992).

MCDONALD, J.R, P.A. WHITING and K.L. LO, «Spot pricing: evaluation, simulation and modelling of dynamic tariff structures», 16 *Electrical Power & Energy Systems* 23-35 (n°l, 1994).

SCHWEPPE, Fred C, Richard D. TABORS, James L. KlRTLEY, Jr, Hugh R. OUTHRED, Frederick H. PiCKEL and Alan J. COX, «Homeostatic Utility Control», 99 *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1151-63 (n°3, May-June 1980).

———, Michael C. CARAMANIS, Richard D. TABORS and Roger E. BOHN, *Spot Pricing of Electricity* (Norwell, MA: Kluwer Academic Publishers, 1988).

VICKREY, W., «Responsive Pricing of Public Utility Services», 2 *Bell Journal of Economic and Management Science* 337-46 (n°l, Spring 1971).

Analyse économique et tarification du transport d'électricité

BRUEL, Patrice, Bertrand HEILBRONN et Erik PHARABOD, *Tarification du transport, un éclairage international : les pratiques en Angleterre et au Pays de Galles, aux Etats-Unis et dans les pays Scandinaves* (Clamart : Electricité de France-DER, note technique HR-A1/93/014, 10 décembre 1993).

CALVIOU, M.C., R.M. DUNNETT & P.H. PLUMPTRE, «Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods», Proc. of the *11th Power Systems Computation Conference* (Avignon, Fr, Aug 30-Sept 4,1993, pp. 385-91).

CARAMANIS, Michael C, Roger E. BOHN and Fred C. SCHWEPPE, «The Costs of Wheeling and Optimal Wheeling Rates», 1 *IEEE Transactions on Power Systems* 63-73 (n° 1, February 1986).

———, Natasha ROUKOS & Fred C. SCHWEPPE, «Wrates: A Tool for Evaluating the Marginal Cost of Wheeling», 4 *IEEE Transactions on Power Systems* 594-605 (n° 2, May 1989).

HEWLETT, Mike, «Grid Access and Pricing in New Zealand», Workshop *Access and Pricing of Grid Systems,* organisé par Energy Economic Training Ltd (Paris, 15-17 novembre 1990).

HOGAN, William W., «Contract Networks for Electric Power Transmission» (Harvard University, J.F. Kennedy School of Government, Energy and Environmental Policy Center, WP réf. E 90-17, September 1990).

———, «Contract Networks for Competition in Transmission Grids», Plenary Paper, *Actes de la 15ème Conférence internationale annuelle de l'International Association of Energy Economists* (Tours, France, 18-20 mai 1992, p. 21-25)

———, «Electric Transmission: A New Model for Old Principles», *Electricity Journal* 18-29 (March 1993).

HUNT, Sally & Graham SHUTTLEWORTH, «Operating a Transmission Company under Open Access: The Basic Requirements», *Electricity Journal* 40-50 (March 1993a).

———, «Electricity Transmission Pricing: the New Approach», 3 *Utilities Policy* 98-111 (n°2, avril 1993b).

LO, K.L. et S.P. ZHU, «A Theory for Pricing Wheeled Power», article soumis à *IEE Proceedings-C: Generation, Transmission and Distribution,* (novembre 1992).

RIVIER, Michel & Ignacio J. PÉREZ-ARIAGA, «Computation and decomposition of spot prices for transmission services», Actes de la *11th Power Systems Computer Conference* (Avignon, France, 1993, p. 371-8).

Textes et directives de la Commission européenne - Textes d'organisations européennes

Directive 91/440 relative au développement de chemins de fer communautaires, *Journal Officiel des Communautés Européennes*, L237 (24 août 1991).

Directive 90/547 relative au transit d'électicité sur les réseaux à haute tension (1990).

Projet de directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (21 janvier 1992).

CCE, *Livre vert sur le développement du marché unique des services postaux* (Bruxelles : Commission des communautés européennes, 11 juin 1992).

PANDOLFI, Filippo Maria (vice-président de la Commisison des communautés européennes), «Le concept de service universel applicable à la dimension postale», *Cahiers de l'iREPP* (n° 13, mars 1993).

UNGERER, Herbert, *Télécommunications en Europe, le libre choix pour l'utilisateur sur le grand marché européen de 1992* (Bruxelles : Commission des communautés européennes, coll. Perspectives européennes, 1988.

Documentation technique et analyses technico-économiques relatives aux systèmes électriques

Edison Electric Institute, *Restructuring and Sale of the Electricity Supply Industry in England and Wales* (Edison Electric Institute, May 1991).

Eurelectric, *Final report of the Eurelectric Study Group mission to Washington, D.C., February 24-28, 1992* (Brussels : Eurelectric, March 1992).

———, *Quelle forme de concurrence pour le secteur électrique en Europe ? Position des membres continentaux d'Eurelectric* (Brussels : Eurelectric, 21 March 1991).

EVE, Thierry, *Optimisation décentralisée et coordonnée de la conduite de systèmes électriques interconnectés,* Thèse de doctorat (nouveau régime), Université de Paris VI, 1994.

FALLOU, *J.*, «L'état actuel de la technique des réseaux de transmission d'énergie électrique», 38 *Revue générale de l'électricité* 635-645 (9 novembre 1935).

HAAG, Denis, «La conduite des réseaux de production et de transport d'électricité : l'exemple français», *Flux, Cahiers scientifiques internationaux Réseaux et Territoires* 56-9 (n°2, automne 1990).

JAMES CAPEL & Co, *Reshaping the Electricity Supply Industry in England and Wales* (London: James Capel & Co, Feb. 1990)

NGCS, *An Introduction to the Initial Pool Rules,* document prepared for the Executive Committee (London: NGC Settlements, December 1991).

PÉLISSIER, René, *Les réseaux d'énergie électrique, t. 3, Architecture et développement des réseaux* (Paris : Dunod, 1975).

PERSOZ, Henri, Jean-Claude Lemoine, Paul Sapet et Gérard Santucci, *La planification des réseaux électriques* (Paris : Eyrolle, coll. EdF-DER, 1984).

———, «Le transport de l'énergie électrique», *Metropolis* 73-74.

———, «L'interconnexion des réseaux électriques : de l'Europe de l'ouest à l'Europe élargie», *Annales des Mines* (série Réalités industrielles, n.s. 'l'Europe des grands réseaux', avril 1991, 43-8).

Revues

Les revues suivantes sont indispensables à l'étude des évolutions réglementaires dans les industries de réseau.

Communications & Strategies

Edison Times

Energy Policy

Power in Europe

Telecommunications Policy

Utilities Policy

TABLE DES MATIÈRES

Introduction générale **11**

Le noyau réglementaire de l'ouverture des réseaux : la définition des règles d'accès 14

Les voies de la théorie 15

L'efficient component pricing rule (ecpr) *16*

Le problème de l'accès dans le cadre de la nouvelle théorie de la réglementation *17*

L'ouverture des réseaux électriques et le problème de l'accès : choix méthodologiques 18

Organisation interne du mémoire 19

Partie A. L'organisation industrielle des systèmes électriques : vers l'ouverture des réseaux **23**

Introduction

Des racines profondes pour affronter un vent violent 26

Chapitre 1. L'organisation traditionnelle des systèmes électriques : de l'interconnexion a l'intégration verticale et horizontale *29*

1.1. La logique de l'interconnexion 30

1.1.1. Les vertus (progressivement dévoilées) du système universel *30*

L'électricité, un produit paradoxal 30

Economies de diversité et de foisonnement 32

La permanence sur la longue durée des principes de management des systèmes électriques 36

1.1.2. Les modalités de l'interconnexion *37*

Le réseau d'interconnexion : haute tension et maillage 37

La coordination de sous-sytèmes verticalement intégrés au sein d'ensembles interconnectés 40

1.1.3. Le partage des gains d'interconnexion *43*

Répartition des gains au sein d'un sous-système intégré 43

Répartition des gains entre sous-systèmes interconnectés 45

1.2. L'intégration : le réseau, support d'un monopole de service 47

1.2.1. *Les raisons économiques de l'intégration* *48*

Organisation du secteur électrique et coûts de transaction 49

Des formes de coordination différentes selon les maillons concernés 51

2.2.2. *Les raisons politiques et institutionnelles de l'intégration* 52
Les niveaux de régulation et leur articulation 52
Politique énergétique et espace politique de référence 55
Le service public 55
Conclusion du chapitre 1 58
La logique de profit des compagnies d'électricité ne coïncide (en général) pas *avec* la logique d'interconnexion 59
L'interconnexion n'est par également attractive pour tous les consommateurs 60

Chapitre 2. Evolutions réglementaires aux Etats-Unis et en Europe *61*
2.1. Les évolutions réglementaires aux Etats-Unis 61
2.1.1. Le procès Otter Tail: les deux faces de Yessential facility 62
2.1.2. *La loi purpa : les deux formes de l'ouverture du marché de l'électricité* *65*
2.1.3. Un pouvoir réglementaire dispersé et lacunaire *67*
2.1.4. Les initiatives fédérales récentes concernant le transport d'électricité *68*
2.1.5. Les projets d'un Etat 'exemplaire' : la Californie *70*
2.2. Les évolutions réglementaires dans l'Union européenne 73
2.2.1. Mettre en oeuvre un fonctionnement plus concurrentiel à l'échelle de la communauté *74*
2.2.2. Ouverture des réseaux ou 'dépéréquation amont' : les ambiguïtés des autorités de tutelle *75*
Formes de l'accès au réseau et enjeux réglementaires *77*
2.2.3. Les *avatars de la concurrence* *78*
Des propositions trop en rupture avec l'organisation traditionnelle du secteur 78
La prise en considération des missions de service public 79
Le recentrage de l'action de la Commission sur le thème des frontières intérieures 79
2.2.4. *La 'réforme des réformes' : les évolutions réglementaires en Angleterre et au Pays de Galle* *80*
Dé-intégration et privatisation 81
Logique d'interconnexion et contrats bilatéraux 82

2.3. Les enjeux de l'ouverture des réseaux électriques 86
2.3.1. *Une nouvelle conception réglementaire commune* *86*
2.3.2. L'ouverture des réseaux au service de l'efficacité économique à long terme *88*
L'efficacité du signal tarifaire 88
La réglementation de la compagnie d'interconnexion 89
La coordination au sein des ensembles interconnectés 90
2.3.3. La substance du service public et les exigences de la concurrence *90*
Le problème de la 'dépéréquation amont' 91
Les obligations de service public 91

Conclusion de la première partie. Economie et rhétorique des réseaux *93*
Causes de nature générale 95
Causes de nature plus spécifique 96
Conséquences pour notre étude 98

Partie B. La tarification au coût marginal du transport d'électricité 101

Introduction *103*
Difficultés particulières soulevées par l'analyse de l'accès aux réseaux 103
Questions ouvertes d'efficacité tarifaire 104

Chapitre 3. La théorie de la vente aux prix spot et son extension à la tarification du transport d'électricité *107*
3.1. Des prix spot au coût marginal de transport 108
3.1.1. Définition et calcul des prix spot *108*
Dispatching économique 109
Aléas 109
Coûts liés à la nature des réseaux électriques 111
3.2.2. *Prix spot et transport d'électricité* 222
Le transport d'électricité dans un système régi par les prix spot 112
Définition technique du service de transport 113
3.2.3. *Interactions économiques résultant de la seconde loi de Kirchhoff* 224
La notion économique d'effet externe 115
Une notion plus restrictive d'externalité 117

3.1.4. Le service de transport 'zone-à-zone' *119*
Efficacité locale et globale d'un service de transit 120
Proposition théorique et difficulté pratique de définition du coût marginal de transport de zone à zone 122
Arbitrages entre gains d'efficacité et coûts des contrats 124
3.2. Prix de rachat de la production décentralisée 126
3.2.1. *Symétrie des prix spot* 126
3.2.2. *La décentralisation des décisions de transit par les prix spot* 127
3.2.3. Les prix spot font apparaître l'équivalence notionnelle entre prix efficace de rachat et prix efficace de transport *128*
3.3. Concurrence à la production et prix spot de transport et d'accès 130
3.3.1. Le réseau contractuel (contract network) *130*
3.3.2. Le réseau d'interconnexion vu comme système de transport 132
Dans un monde sans coût de transaction, tout est équivalent 134
Conclusion du troisième chapitre 136

Chapitre 4. Le coût marginal de transport en pratique *139*
Introduction 139
Conséquences économiques des différentes formes de non-convexité des fonctions de coût de réseau 140
Une analyse du 'coût d'utilisation du mécanisme des prix' — Le cas de prix très variables et imparfaitement prévisibles 141
4.1. Les indivisibilités dans les investissements de réseau 141
4.1.1. La maximisation de la valeur de la production *144*
4.1.2. Inconsistance du critère de minimisation des coûts *145*
4.1.3. Nature et mesure de l'inefficacité engendrée *146*
4.1.4. La portée pratique du modèle *146*
4.2. Le phénomène de pointe 147
4.2.1. *Capacité technique des lignes de transport* *148*
4.2.2. Décision socialement optimale de renforcement *149*
4.2.3. Nature et mesure de l'inefficacité engendrée *151*
4.2.4. Portée pratique du modèle *151*
4.3. Economies d'installation et rendements d'échelle croissants dans le développement des réseaux électriques 153
4.3.1. Les facteurs d'économies d'échelle *154*

4.3.2. *L'allocation des coûts résiduels de réseau* *157*
Prix efficaces 158
Prix équitables 159
4.3.3. Nature et mesure des inefficacités engendrées 362
4.4. Les incitations à la 'bonne' localisation sur le réseau 163
4.4.1. Propriétés de long terme des coûts marginaux de court terme en présence de non-convexités *164*
Effets d'un nouvel investissement de réseau 165
4.4.2. *Principe pratique d'efficacité tarifaire* *165*
La différenciation géographique des prix d'accès au réseau anglo-gallois : l'Investment Cost Related Pricing 166
L'exemple de la réforme australienne : la tarification par la méthode des bénéfices 170
Validité du principe pratique d'efficacité tarifaire 171
4.5. Certains effets de la variabilité du coût marginal de court terme de transport d'électricité 172
4.5.1. Un modèle élémentaire prenant en compte l'aléatoire *174*
4.5.2. Une première analyse en termes de comptes de surplus *177*
4.5.3. Anticipations divergentes des agents économiques *179*
4.5.4. Portée des résultats obtenus *180*

Conclusion de la deuxième partie *183*
Etude du cadre réglementaire 184

Partie C. La réglementation de l'accès aux réseaux électriques 187

Chapitre 5. Les conditions réglementaires de l'efficacité économique des systèmes électriques ouverts *191*
5.1. L'efficacité de la compagnie de réseau 191
5.1.1. Un modèle de réglementation *194*
5.1.2. Quelques comportements possibles d'une compagnie de réseau soumise à réglementation 397
Comportement socialement optimal 198
Comportement de monopole 198
Comportement de monopole bienveillant astreint à l'équilibre budgétaire 198

Annexe du chapitre 4 273

A.4.1. Fonction d'utilité en contexte incertain 273

A.4.2. Prix uniforme 275

Calcul du prix uniforme optimal 275

Incertitude sur le profit de la compagnie de réseau en tarification uniforme optimale 278

Valeurs espérées du surplus des consommateurs et du surplus social 279

A.4.3. Prix spot 280

Expression des prix et des quantités spot en fonction de K 280

Investissement optimal 282

Incertitude sur le profit de la compagnie de réseau en tarification spot 283

Valeurs espérées du surplus des consommateurs et du surplus social 284

A.4.5. Preuve de la proposition de la section 4.2.2 285

Annexe du chapitre 5 288

A.5.1. Caractêrisation de l'équilibre économique pour différents comportements possibles de la compagnie d'interconnexion 289

Comportement socialement optimal 289

Comportement de monopole 289

Comportement de monopole bienveillant astreint à l'équilibre budgétaire 290

Comportement de monopole astreint à la tarification au coût différentiel 291

Comportement de rationnement libre 293

A.5.2. Compagnie d'interconnexion soumise à réglementation - Valeurs numériques des paramètres 294

Valeurs de F et de f 294

Valeurs de ao, bo 295

A.5.3. Fonction de coût et politique tarifaire d'une compagnie électrique intégrée 296

Calcul du coût incrémental de fourniture de i 296

A.5.4. Prix de transport et domaine sans subside des prix de production 296

Coûts de production 296

Coûts d'interconnexion et prix d'abonnement au réseau 297

Annexe du chapitre 6 299

Bibliographie **301**
Théorie des incitations - Nouvelle théorie de la réglementation 306
Etudes économiques et réglementaires,
historiques ou contemporaines, des industries de réseau 307
Etudes juridiques (Services de réseau - Ouverture des réseaux) 313
Prix spot 314
Analyse économique et tarification du transport d'électricité 314
Textes et directives de la Commission européenne -
Textes d'organisations européennes 316
Documentation technique et analyses technico-économiques
relatives aux systèmes électriques 316
Revues 318