

François Mirabel, *La Déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz – Les grands enjeux économiques*, Paris, Presses des Mines, Collection Développement durable, 2012.

ISBN : 978-2-911256-85-1

© Presses des Mines - TRANSVALOR, 2012

60, boulevard Saint-Michel - 75272 Paris Cedex 06 - France

presses@mines-paristech.fr

www.pressesdesmines.com

Dépôt légal : 2012

Achévé d'imprimer en 2012 (Paris)

Tous droits de reproduction, de traduction, d'adaptation et d'exécution réservés pour tous les pays.

La Déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz

Les grands enjeux économiques

Collection Développement durable

Responsable de la collection : Gilles Guerassimoff

Dans la même collection :

F. Flipo, F. Deltour, M. Dobré, M. Michot, *Peut-on croire aux TIC vertes ? Technologies numériques et crise environnementale.*

Benjamin Israël, *Quel avenir pour l'industrie dans les places portuaires ?*

Association Événement OSE, *Eau et Énergie.*

Ouvrage coordonné par Bruno Duplessis et Charles Raux, *Économie et développement urbain durable II.*

Ouvrage coordonné par Gilles Guerassimoff, Nadia Maïzi, *Eau et Énergie : destins croisés.*

Christophe Gobin, *Réussir une construction en éco-conception.*

Ouvrage coordonné par Jean Carassus et Bruno Duplessis, *Économie et développement urbain durable I, Modèles économiques appliqués à la ville.*

Carbone et prospective, Colloque international organisé conjointement par la Chaire Modélisation prospective et l'ETSAP.

Ouvrage coordonné par Gilles Guerassimoff et Nadia Maïzi, *Iles et énergie: un paysage de contrastes.*

La Déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz

Les grands enjeux économiques

François Mirabel

Préface

Le paysage énergétique mondial est en perpétuel mouvement. La raréfaction des ressources fossiles et les contraintes climatiques imposent à ce secteur de profonds changements qui s'instaurent au gré des régions et de leur structure technologique, économique et géopolitique.

Il y a plus de dix ans le processus de dérégulation des marchés du gaz et de l'électricité débutait en Europe. De nombreuses questions émergent alors tant au niveau institutionnel qu'au niveau industriel. Une profonde modification des métiers et des acteurs impliqués, de la production jusqu'à la vente d'énergie, allait débiter.

Comment effectuer la mutation des industries en position de monopole naturel assurant à la fois la production, le transport, la distribution et la vente d'électricité et de gaz ? Quelles entités devaient être créées, quelles autres devaient abandonner leur principe de spécialité ? À la fin des années 1990, ces questions étaient ouvertes et les États européens devaient transcrire dans leur droit national la directive européenne imposant ces modifications du paysage énergétique. De nouveaux acteurs et de nouveaux métiers allaient émerger afin d'assurer une saine concurrence entre tous ces acteurs permettant ainsi au consommateur de profiter des prix les plus justes. La réalité est peut-être un peu moins idyllique et plus compliquée que ce qui était attendu.

L'ouvrage de François Mirabel aborde ces questions et échafaude des éléments de réponses se basant sur une analyse économique solide. Il nous éclaire sur les mécanismes qui ont permis l'ouverture à la concurrence effective des marchés du gaz naturel et de l'électricité jusqu'au consommateur final. Il aborde ensuite les stratégies des entreprises de cette nouvelle donne énergétique afin que le lecteur soit en mesure de cerner les mécanismes de ces marchés et leurs contraintes qui peuvent être liées aux missions de service public ou simplement au poids des questions environnementales. S'appuyant sur des exemples très pédagogiques il permet au lecteur d'acquérir les outils permettant un décodage économique du paysage énergétique européen actuel.

Cet ouvrage est le fruit du cours qu'il dispense au sein du Mastère Spécialisé en Optimisation des Systèmes Énergétiques (OSE) organisé par le Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) de MINES ParisTech. Depuis maintenant douze années, François Mirabel participe activement à la formation d'une vingtaine d'ingénieurs et managers par an venant se spécialiser dans le monde très pluridisciplinaire de l'énergie. Faisant partie du module dédié à l'économie de l'énergie organisé par le CREDEN (Centre de Recherche en Economie et

Droit de l'Énergie) de la faculté des sciences économiques de l'Université de Montpellier dirigé par Jacques Percebois, ce cours, apprécié à l'unanimité par les étudiants du Mastère OSE, en est une des briques fondamentales. Depuis ces douze années, François Mirabel a fait évoluer son contenu afin qu'il reflète les perpétuelles mutations des marchés de l'énergie tout en assurant aux élèves l'acquisition de toutes les bases pour un décryptage de l'actualité économique de l'énergie.

Nous pensons que les décideurs du monde de l'énergie doivent comprendre et maîtriser tout un éventail de connaissances afin d'être suffisamment armés pour opérer les bonnes décisions en matière de choix énergétiques. Le Mastère spécialisé OSE est une formation pluridisciplinaire dispensant un éclairage complet sur ce monde par une approche originale basée sur la prospective et l'optimisation. Nous transmettons aux élèves les outils nécessaires à l'élaboration d'un processus d'aide à la décision indispensable à la réalisation de projets faisant intervenir de l'énergie qui est par définition variée et multiforme. Il faut donc être en mesure d'évaluer les différents choix énergétiques qui peuvent être envisagés selon différents critères et sous de nombreuses contraintes. Un processus de décision technique dans le monde de l'énergie ne peut être complet et pertinent s'il ne prend pas en considération ses composantes économiques, environnementales et sociétales. Le but de la formation est donc de donner à ses diplômés tous les éléments leur permettant de formaliser ce type d'approche.

Le cours de François Mirabel est une composante fondamentale que les étudiants doivent maîtriser dès le début de leur cursus afin de mettre à profit la formation dans son ensemble. Son ouvrage profitera sans aucun doute à un grand nombre de professionnels du monde de l'énergie désireux de décrypter le monde dans lequel ils naviguent. Il sera aussi très utile à d'autres professeurs qui trouveront dans cet ouvrage une référence à recommander à leurs étudiants sur la déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz.

Je ne peux terminer cette préface sans remercier vivement François Mirabel pour son implication dans le Mastère spécialisé OSE depuis sa création ainsi que d'avoir pris le temps de formaliser son enseignement et de proposer cet ouvrage qui servira de référence de nombreuses années durant au sein de notre formation et bien au-delà.

Gilles Guerassimoff

Enseignant Chercheur au Centre de Mathématiques Appliquées
de MINES ParisTech - Responsable du Mastère Spécialisé OSE

Introduction

Les Directives électricité et gaz de 1997 et 1998¹ ont marqué l'ouverture à la concurrence dans le secteur énergétique européen. Après une déréglementation progressive², les marchés électriques et gaziers européens sont aujourd'hui totalement ouverts à la concurrence et ce depuis le 1^{er} juillet 2007, ce qui signifie que les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie en fonction des prix et des services offerts par les groupes du secteur. Cette profonde réforme des marchés suscite aujourd'hui de nombreux débats économiques et pose des questions de fond sur l'organisation des marchés énergétiques. En France, comme dans la plupart des pays européens, le degré d'ouverture à la concurrence reste faible et les opérateurs historiques nationaux restent souvent en position dominante sur leur territoire de desserte historique. Dès 2003, au lendemain de l'ouverture à la concurrence, le Président de l'UNIDEN (Union des Industries Utilisatrices de l'Energie) soulignait déjà les difficultés liées à l'ouverture à la concurrence pour des entreprises grosses consommatrices d'électricité :

« En 1996 je négociai pendant six mois un contrat électrique. Aujourd'hui, les prix ne veulent plus rien dire ; ils sont fixés on ne sait pas comment par on ne sait qui, dans des salles de marché, selon des indices sur lesquels s'alignent tous les électriciens. C'est un peu comme si l'on était passé sous le régime d'un monopole européen ».

A partir des années 2000, les prix de l'électricité ont fortement augmenté en Europe, mettant en difficulté les entreprises dont l'approvisionnement électrique représente une charge importante. Ainsi par exemple, la SNCF a vu sa facture d'électricité augmenter de 35% entre 2003 et 2004. Dans la sidérurgie, les nouveaux contrats négociés avec les fournisseurs d'électricité ont accru fortement le coût d'approvisionnement des entreprises. Ainsi, une usine de production d'aluminium du groupe ALCAN à Lannemezan dans les Pyrénées a été obligée de fermer à cause de la très forte augmentation du prix de son

1 Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 pour le secteur électrique (entrée en vigueur le 19 février 1997). Directive 98/30/CE du 22 juin 1998 pour le secteur gazier (entrée en vigueur le 5 août 1998).

2 Dans le secteur électrique, ce sont d'abord les sites dont la consommation d'électricité est supérieure à 16GWh/an qui obtiennent le droit de choisir leur fournisseur dès juin 2000. Puis en février 2003, l'éligibilité est étendue aux entreprises dont la consommation est supérieure à 7 GWh/an/site ; en juillet 2004, c'est l'ensemble des entreprises et des collectivités locales qui sont déclarées éligibles avant l'ouverture totale du marché le 1^{er} juillet 2007. Dans le secteur gazier, les sites dont la consommation de gaz est supérieure à 237GWh/an sont déclarés éligibles dès le mois d'août 2000. A partir d'août 2003, l'éligibilité s'étend aux consommations supérieures à 83 GWh/an/site. A partir de juillet 2004, toutes les entreprises et collectivités sont éligibles avant l'ouverture totale du marché le 1^{er} juillet 2007.

contrat d'électricité : en octobre 2002, l'entreprise achetait son MWh à 23€ ; en 2004-2005, EDF lui propose un contrat à 30-35€/MWh, ce qui constitue un prix trop élevé par rapport au prix moyen de fourniture d'électricité pour l'industrie de l'aluminium dans le monde qui se situait à l'époque autour de 20\$/MWh. Selon une étude lancée par le NUS Consulting Group, les prix ont explosé dans la plupart des pays d'Europe entre avril 2001 et avril 2006 pour les industriels de taille moyenne³ : +91,5% au Danemark, +80,7% au Royaume-Uni, +75,6% sur le marché déréglementé français ou encore +48,9% en Allemagne !

Au-delà de la très forte augmentation des prix qui a accompagné l'ouverture à la concurrence dans le secteur électrique, c'est bien le manque de concurrence qui a été souligné par les observateurs. Hormis l'Angleterre où six grosses entreprises se livrent aujourd'hui une véritable concurrence et où les consommateurs ont été nombreux à changer de fournisseurs, les autres marchés électriques des pays européens sont encore dominés par les opérateurs historiques nationaux. En France, par exemple, le pourcentage des consommateurs résidentiels ou industriels qui sont restés fidèles à leurs fournisseurs historiques est extrêmement élevé : en décembre 2010, sur les 35 Millions de sites de consommation, seulement 6% ont quitté leur fournisseur historique (CRE [2011]).

Devant ce constat préoccupant d'une très forte augmentation des prix de l'électricité et du gaz et d'un manque de concurrence sur les marchés qui pourraient remettre en cause les bénéfices annoncés de l'ouverture à la concurrence, il convient d'analyser les enjeux de cette grande réforme des marchés énergétiques européens. Pour mieux appréhender ces enjeux et comprendre les dysfonctionnements potentiels des marchés, l'exemple de la crise californienne de l'électricité en janvier 2001 peut être présenté de manière synthétique. Cet exemple permet en particulier de mettre en lumière les réglementations qu'il serait souhaitable de mettre en œuvre pour pallier les défaillances de marché et éviter l'apparition d'une crise similaire sur les marchés énergétiques européens.

Comme nous allons le voir, la crise californienne met en avant les questions économiques complexes dont les régulateurs européens doivent s'emparer pour développer les marchés européens de l'électricité et du gaz dans les meilleures conditions. Avant l'ouverture à la concurrence du marché électrique californien en 1998⁴, le marché était organisé de manière assez classique : trois distributeurs principaux (*SouthernCalifornia Edison SCE, Pacific Gas & Electric PG & E et San Diego Gas and Electric SDG & E*) avaient le monopole d'environ trois quarts des ventes au détail de la Californie. Ces trois compagnies étaient structurées en monopoles verticalement intégrés et avaient la responsabilité de desserte sur des

³ Puissance de 1000 kW avec une consommation moyenne de l'ordre de 450 000 kWh/mois.

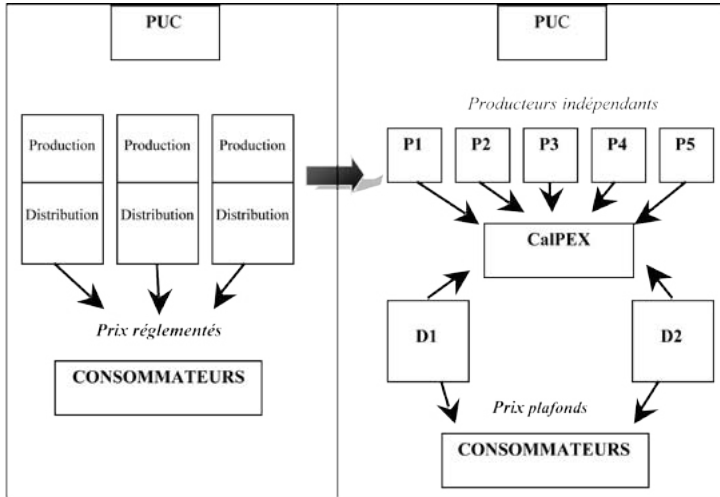
⁴ *Electric Utility Restructuring Act* entré en vigueur en Mars 1998.

zones géographiques bien délimitées. Ces trois monopoles étaient réglementés et contrôlés par l'autorité de régulation publique de l'Etat californien (PUC ou *Public Utilities Commission*). Avec l'ouverture à la concurrence, la structuration du marché va profondément se modifier avec l'objectif de développer un vrai marché de gros de l'électricité, le California Power Exchange (PX). Pour cela, trois grands types de mesures vont être mises en place :

- D'abord, le régulateur impose aux distributeurs verticalement intégrés de revendre 50% de leurs actifs de production, essentiellement des centrales de pointe et semi-base qui sont particulièrement stratégiques sur les marchés de l'électricité. L'objectif est de développer une vraie concurrence sur l'amont de la chaîne avec la présence d'un nombre important de producteurs indépendants qui approvisionnent le marché de gros, notamment en période de pointe.
- Ensuite, le régulateur interdit aux distributeurs historiques de signer des contrats d'approvisionnement de long terme avec les producteurs. L'objectif est d'inciter ces distributeurs à s'approvisionner directement sur le marché de gros et d'éviter ainsi qu'ils ne le « contournent » en contractant directement avec les producteurs de gros volumes d'électricité pour leurs approvisionnements⁵.
- Enfin, les fournisseurs n'ont pas le droit de se couvrir sur les marchés financiers. L'objectif du régulateur est de mettre en place un marché organisé sur lequel le prix puisse représenter l'état de l'offre et de la demande et qu'il « signale » en particulier les périodes de tension. Si les distributeurs avaient eu la possibilité de se couvrir sur les marchés financiers, le prix sur le marché n'aurait pas pu jouer ce rôle et n'aurait pas pu être un bon signal des tensions entre l'offre et la demande. En effet, les opérateurs auraient passé des « contrats pour différences » (*CFD ou Contracts For Differences*) afin de se couvrir contre les risques de fluctuation des prix (comme cela a été observé sur le pool obligatoire de l'électricité en Angleterre avant 2001). En souscrivant ainsi des contrats d'« assurance » contre les fluctuations de prix, les opérateurs n'auraient pas pu réagir aux variations des prix sur le marché de gros puisque leur prix d'achat ou de vente aurait été « garanti ».

Sur un plan théorique, comme on peut le voir sur le graphique suivant, ces mesures sont favorables à la réalisation d'un marché sur lequel se rencontrent les offreurs et les demandeurs et sur lequel le niveau du prix d'équilibre reflète l'état de l'offre et de la demande :

⁵ Pour que le marché de gros fonctionne correctement et qu'une véritable concurrence s'instaure, il est nécessaire qu'un nombre important d'acheteurs soit actif et qu'une demande importante transite par ce marché.



En parallèle à ces profondes réformes structurelles, le régulateur décide de maintenir la réglementation sur les prix de vente des distributeurs selon une logique de plafond des prix (ou « *price cap* »). Cette politique s'inscrit dans la lignée des missions de service universel qui incombent aux distributeurs et qui prévalent sur les marchés de l'électricité aux Etats-Unis : l'électricité est un bien essentiel qui doit être fourni à l'ensemble de la population à un prix abordable (*affordable price*). Le prix plafond est fixé à 60\$/MWh de manière à laisser une marge de manœuvre aux distributeurs par rapport aux prix de marché qui est d'environ 30\$/MWh au moment où le niveau du prix plafond est fixé.

A côté de ces mesures réglementaires, plusieurs phénomènes sont déterminants dans l'explication de la crise électrique de janvier 2001. D'abord, l'Etat californien a connu une très forte augmentation de la demande d'électricité entre 1990 et 2001, notamment en période de pointe. Poussée par la consommation d'industries high-tech très énergivores, la demande d'électricité de pointe s'est envolée et a cru de 25% entre 1990 et 1999. Dans le même temps, les investissements dans les capacités de production ont été très largement insuffisants, avec un accroissement de 6% des capacités électriques sur la même période. De manière très claire, les investissements dans les capacités de production et de transport ont été trop faibles dans les dix années qui ont précédé la crise et les risques d'une rupture d'approvisionnement ont été de plus en plus forts. Pour de nombreux experts (voir en particulier Joskow P. [2001]), les contraintes environnementales et les résistances locales des populations auraient freiné les décisions d'investissements dans les infrastructures de transport et dans les grosses centrales de production. C'est le syndrome bien connu du NIMBY (*Not In My BackYard*) qui met en avant les difficultés à investir dans des infrastructures publiques très bénéfiques pour la collectivité dans son ensemble (fourniture d'électricité, ligne TGV, etc.), mais à l'origine de très fortes nuisances locales pour les populations situées à

proximité de l'infrastructure (pollution visuelle, pollution sonore, etc.). Dans ce cas, les populations locales s'organisent et exercent des pressions pour que les investissements soient réalisés dans des zones plus éloignées, afin de ne plus subir ces nuisances locales.

Compte tenu d'une forte demande et d'une certaine pénurie de capacités de production et de transport, les tensions entre l'offre et la demande sont devenues particulièrement fortes et la fourniture d'électricité en période de pointe a été de plus en plus difficile à assurer durant l'année 2000. Au début du mois de janvier 2001, la baisse des températures accentue un peu plus la pénurie d'offre par rapport à la demande. Sur le marché spot de l'électricité, le prix « s'installe » autour de 300\$/MWh, atteignant même 7000\$/MWh sur un créneau horaire. Devant l'ampleur de la crise, l'état d'urgence est décrété et de nombreux délestages sont organisés au cours de la journée. C'est bien par un mécanisme de coupures tournantes et de rationnement de la demande que le plus riche Etat américain organise la fourniture d'électricité durant la crise.

Durant cette période, les trois distributeurs d'électricité sont obligés d'acheter leur électricité sur le marché organisé à un prix d'environ 300\$/MWh. Dans le même temps, ils vendent cette électricité à un prix plafonné à 60\$/MWh. Pris en « tenaille » entre l'amont et l'aval de la chaîne, les distributeurs se retrouvent en situation de grande difficulté financière qui oblige l'Etat californien à des mesures d'aide pour éviter la faillite des distributeurs. Pour limiter l'ampleur de la crise, l'Etat de Californie emprunte près de 10 Milliards de dollars pour acheter de l'électricité aux Etats voisins. Même l'Etat fédéral intervient en obligeant les producteurs d'électricité des Etats voisins à revendre à la Californie leur surplus d'électricité. On peut noter le coût exorbitant de la défaillance du système. Le coût des pannes électriques subies en janvier 2001 a été estimé à 42 Milliards de dollars, soit 3,4% du PIB de l'Etat de Californie en 2001.

Plusieurs leçons peuvent être tirées de cette crise californienne, notamment en matière d'organisation et de réglementation des industries de réseaux investies de fortes missions de service public :

- C'est d'abord la question relative à l'organisation et au financement des investissements dans les infrastructures de transport et les capacités de production pour la fourniture d'un bien essentiel sur le territoire. Quels sont les mécanismes à mettre en place pour inciter les firmes à investir suffisamment dans ces équipements ? Faudrait-il prévoir un encadrement voire une planification des investissements pour que l'offre soit suffisante et que la continuité de la fourniture puisse être assurée, notamment en période de pointe ?
- C'est ensuite la question relative au Service Universel : faut-il réglementer et plafonner le prix de l'électricité vendue aux résidentiels avec le risque

de « mettre en péril » l'activité des fournisseurs comme cela a été le cas en Californie ?

- C'est enfin la question de la structuration des marchés de gros de l'électricité : faut-il créer et développer des marchés de gros organisés « obligatoires » avec le risque de voir les prix exploser mais aussi certains producteurs abuser de leur position dominante pour accentuer cette flambée des prix ? L'exemple californien est éloquent sur le sujet : l'étude détaillée de Joskow en 2001 montre qu'environ 20% de l'augmentation des prix de l'électricité pendant la crise serait liée au pouvoir de marché des cinq plus gros producteurs indépendants organisés en oligopole (Duke Energy, Dynegy, Mirant, Reliant et la holding AES-Williams). Ces producteurs se seraient entendu (collusion tacite) pour faire monter les prix en mettant notamment en place des stratégies de rétention de capacités (« mise sous cocon » stratégique d'une partie de leurs centrales). Cet exemple met en lumière la nécessité de contrôler les comportements des acteurs sur les marchés pour éviter des comportements de distorsion de concurrence très pénalisants pour les consommateurs.

La crise californienne illustre parfaitement les risques d'une organisation concurrentielle des marchés de l'électricité insuffisamment encadrée. Elle met surtout en évidence le rôle crucial des autorités de réglementation qui doivent prendre en compte les spécificités de l'électricité et du gaz dans la structuration des marchés. Les problématiques que nous abordons dans cet ouvrage s'inscrivent dans cette perspective avec une grille de lecture économique des phénomènes observés sur les marchés.

L'objectif de l'ouvrage est d'apporter un éclairage économique sur les évolutions récentes des marchés européens de l'électricité et du gaz et d'expliquer les changements majeurs à partir de l'analyse théorique économique. Dans cet ouvrage, il s'agit d'expliquer les mécanismes complexes qui se mettent en place afin de mieux appréhender les mutations observées dans les secteurs de l'électricité et du gaz. L'ouvrage permet de mettre en lumière les enjeux d'une politique énergétique et environnementale au sein de l'Union Européenne et la nécessité pour les régulateurs d'en préciser les objectifs et les contours. De manière plus précise, l'ouvrage apporte des réponses aux grands débats économiques sur le sujet : quelles sont les nouvelles règles mises en place sur les marchés énergétiques européens ? Qui sont les fournisseurs d'électricité et de gaz en France et en Europe et quelles sont leurs stratégies ? Comment s'établissent les prix de l'électricité et du gaz ? Quelles sont les nouvelles réglementations énergétiques et environnementales que les entreprises et les consommateurs vont supporter ?

Dans le cadre de cet ouvrage, les problématiques développées et les différents thèmes sont abordés au travers de la littérature économique relative à la théorie de l'organisation industrielle, à la théorie de la réglementation et aux ouvrages et articles relevant des secteurs énergétiques.

L'ouvrage est construit autour de quatre grands chapitres qui structurent notre réflexion sur l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques en Europe :

- Dans les deux premiers chapitres, nous expliquons les changements majeurs intervenus dans l'organisation des industries de réseaux énergétiques européens. Le **chapitre 1** précise les caractéristiques économiques des réseaux énergétiques qui ont justifié la mise en place de monopoles publics électriques et gaziers verticalement intégrés après la Seconde Guerre mondiale en Europe. Dans le **2^e chapitre**, nous énonçons les nouvelles règles de fonctionnement des marchés électrique et gazier en Europe depuis 1997. Il s'agit notamment de comprendre les mécanismes économiques qui sous-tendent la déréglementation en Europe et de détailler les différents objectifs poursuivis par Bruxelles pour permettre une ouverture à la concurrence bénéfique pour les consommateurs (accès aux clients, accès au réseau, accès aux ressources énergétiques, accès à la flexibilité).
- Dans un **3^e chapitre**, nous abordons les questions liées aux stratégies des entreprises énergétiques. Nous présentons les stratégies menées par les différents acteurs qui interviennent sur les marchés énergétiques dans le nouveau contexte réglementaire imposé par les Directives européennes. Notre objectif est de comprendre les nouvelles opportunités pour ces firmes et les changements de stratégies observés depuis 1997 : mise en place de nouvelles tarifications, nouveaux services proposés, nouveau positionnement géographique, intégration verticale sur la chaîne énergétique, opérations de fusions et d'acquisitions. Dans ce contexte, nous montrons que de telles stratégies pourraient bien entraîner des situations de distorsion de concurrence au détriment du consommateur. Nous précisons dans ce cas les instruments et les outils utilisés par les instances de contrôle (DG Concurrence à Bruxelles, Conseil de la concurrence) pour prévenir et éviter de telles situations ou sanctionner des comportements de distorsion de concurrence observés sur les marchés (collusion, forclusion, abus de position dominante, etc.).
- Dans le **4^e et dernier chapitre**, nous présentons deux grandes questions qui sont aujourd'hui au centre des débats sur l'énergie en France et en Europe :
 - Tout d'abord, la question des missions de service public occupe une place importante dans les débats. Ce thème renvoie à trois questions plus précises que nous nous proposons de traiter : quelles sont les missions de service public dans le secteur énergétique ? qui va en avoir la responsabilité ? qui va les financer ? De manière plus générale, nous précisons la nouvelle organisation des missions de service public sur les marchés de l'énergie dans un contexte d'ouverture à la concurrence.
 - Ensuite, la question de la protection de l'environnement est un thème central dans le secteur énergétique. Face aux contraintes environnementales et plus particulièrement, face aux risques liés au

réchauffement climatique, le secteur énergétique va profondément évoluer. Des efforts considérables doivent être faits pour réduire les consommations d'énergie (efficacité énergétique), pour promouvoir les énergies renouvelables et réduire les émissions de CO₂. Nous insistons dans cette partie sur ces trois objectifs en présentant les instruments mis en place par les Etats membres de l'Union Européenne pour intégrer les objectifs environnementaux dans le secteur énergétique. Dans ce contexte, nous montrons en particulier l'utilité des marchés de certificats blancs, de certificats verts et de certificats noirs (CO₂) qui ont été mis en place dans certains pays de l'Union Européenne.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

CRE [2011]: *Rapport d'activité 2010*, Rapport annuel, juin 2011.

JOSKOW P. [2001]: "California's Electricity Crisis", *NBER Working Papers* 8442, National Bureau of Economic Research, Inc.

Les caractéristiques économiques des industries du gaz et de l'électricité

Pour mieux comprendre la nouvelle organisation des marchés électriques et gaziers, il est important de revenir sur les propriétés générales des industries des réseaux énergétiques. Il s'agit de préciser les caractéristiques économiques spécifiques qui ont notamment justifié, pendant de très nombreuses années dans la plupart des pays industrialisés, la structuration des entreprises énergétiques en monopoles publics verticalement intégrés. Aux Etats-Unis, en Angleterre, en France et dans la plupart des pays européens, les entreprises électriques et gazières fournissaient les consommateurs sur des territoires exclusifs de dessertes et étaient en monopoles sur l'ensemble des maillons de la chaîne verticale, de la production en passant par le transport et la distribution jusqu'à la fourniture au client final. Après avoir défini de manière très simplifiée les réseaux, nous mettons en évidence trois caractéristiques économiques importantes des réseaux énergétiques qui nécessitent une attention particulière et un traitement spécifique de la part des autorités publiques pour une organisation optimale des secteurs du gaz et de l'électricité : la présence de fortes économies d'échelle et d'envergure, l'existence d'effets externes importants dans ce secteur d'activité et les missions de service public qui doivent être prises en compte et intégrées dans l'organisation des marchés.

INFRASTRUCTURE, INFOSTRUCTURE ET SERVICES FINALS ÉNERGÉTIQUES

Avant d'aller plus loin dans la définition et l'analyse des mécanismes observés dans les industries de réseaux, il convient dans un premier temps de définir la notion même de réseaux en mettant en évidence les caractéristiques techniques et économiques qui permettent de les classer et de les caractériser. De manière très générale, les réseaux peuvent être représentés par des graphes composés d'arcs qui relient des nœuds. L'objectif d'un réseau est de transmettre des flux d'énergie (électricité, chaleur), d'information (son, données, images) ou des biens physiques (marchandises, passagers, etc.). Chaque point du réseau peut être un nœud initial d'où le flux est émis, un nœud terminal qui reçoit le flux ou un nœud qui joue un rôle d'intermédiaire comme la transmission, le stockage, le dispatching, etc. Deux éléments importants peuvent influencer la configuration et le fonctionnement des réseaux et modifient leur mode d'organisation et de gestion.

D'abord, le caractère stockable ou non stockable du bien va entraîner une configuration particulière du réseau. Pour les biens stockables comme le courrier, le réseau peut être « raccourci » en amont ou en aval, chaque utilisateur recevant ou envoyant du courrier de chez lui, du bureau de poste le plus proche ou de la boîte aux lettres collective la plus proche. De la même manière pour le gaz, chaque utilisateur a le choix entre se connecter au réseau de distribution ou acheter régulièrement une bombonne de gaz. Au contraire, quand le produit n'est pas stockable comme l'électricité, le réseau doit nécessairement connecter les nœuds de production aux nœuds de consommation finale, ce qui constitue une contrainte importante dans l'organisation des réseaux.

Ensuite le caractère homogène ou non homogène du bien va influencer la configuration et le fonctionnement du réseau. Un Kwh d'électricité, un m³ d'eau potable ou un m³ de gaz domestique sont des produits standardisés. Quand ils sont injectés en un point du réseau, leur destination importe peu puisque chaque unité est un parfait substitut des autres unités, ce qui simplifie considérablement le *dispatching*. En revanche, ce n'est pas le cas pour le courrier (lettres personnelles et identifiées), le service de téléphonie ou le transport de passagers. Dans ce cas, chaque unité « injectée » sur le réseau est identifiée dès son entrée et aucune substitution n'est possible. L'identification des unités qui circulent sur le réseau est importante pour la mesure et la facturation de la consommation individuelle. Au contraire, dans le cas d'un bien homogène comme l'électricité, la mesure se fait au niveau des points d'injection pour identifier les quantités mises sur le réseau par chaque producteur mais aussi au niveau des points de soutirage pour mesurer les quantités consommées par les clients des différents fournisseurs. Dans ce cas, le « contrat papier » qui lie le fournisseur à son client ne correspond pas au « contrat physique » puisque les Kwh réellement consommés par le client ne sont pas obligatoirement ceux du producteur avec lequel il est contractuellement lié. Il suffit simplement de vérifier que les quantités consommées et facturées à ce client ont bien été injectées dans le réseau par le producteur.

Il faut noter que les différentes composantes du réseau (les arcs et les nœuds) sont utilisées et combinées pour fournir un service particulier aux consommateurs. Pour cela, il est nécessaire que les composantes du réseau soient compatibles entre elles pour être utilisées de manière complémentaire.

On distingue enfin deux grands types de réseaux : les réseaux arborescents et les réseaux maillés. Le réseau est dit arborescent lorsque le nombre d'arcs qui relie les nœuds est inférieur au nombre de nœuds. Dans ce cas, il n'existe qu'un chemin possible pour relier deux nœuds.

