



CAHIERS DE RECHERCHE

**LE ROLE DES PERMIS D'EMISSION DANS  
L'EXERCICE D'UN POUVOIR DE MARCHE  
SUR LES MARCHES DE GROS DE  
L'ELECTRICITE**

*La Stratégie de Rétention de Capacité*

Olivier ROUSSE

Cahier N° 04.10.51

26 octobre 2004

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie – CREDEN

Université de Montpellier I

Faculté des Sciences Economiques

Espace Richter, av. de la Mer, CS 79706

34 960 Montpellier Cedex France

Tel. : 33 (0)4 67 15 83 74

Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04

e-mail : o.rousse@univ-montp1.fr

# **Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité**

*La Stratégie de Rétention de Capacité*

**Olivier ROUSSE<sup>\*†</sup>**

## **Résumé**

Lorsqu'on évoque les risques de distorsions de concurrence liés à l'introduction d'un marché de permis, on considère généralement les distorsions de concurrence provenant de la manipulation du prix de marché des permis, c'est-à-dire qu'on envisage un marché des permis non concurrentiel. Notre objectif se démarque de ces analyses par le fait qu'en prenant en compte le fonctionnement des marchés électriques, nous cherchons à comprendre comment l'introduction d'un marché de permis concurrentiel peut distordre la concurrence dans les marchés de l'électricité. Plus particulièrement, nous montrons que suivant le design du marché des permis d'émission, ces derniers peuvent avoir un rôle incitatif dans l'exercice d'un pouvoir de marché sur les marchés de gros de l'électricité par la stratégie de rétention de capacité.

---

\* Doctorant sous la direction du Professeur Jacques PERCEBOIS - Allocataire d'une bourse de thèse de l'ADEME.

† LASER-CREDEN, Faculté des Sciences Economiques, Av. de la Mer, Site de Richter, CS 79606, 34960 MONTPELLIER cedex 2 - Tél. +33 4 67 15 83 74 - E-mail : olivier.rousse@univ-montp1.fr.

# **Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité**

*La Stratégie de Rétention de Capacité*

## **1. Introduction**

Lorsqu'on évoque les risques de distorsions de concurrence liés à l'introduction d'un marché de permis, il vient généralement à l'esprit l'exercice d'un pouvoir de marché sur le marché des permis par la stratégie de manipulation par minimisation des coûts (HAHN, 1984) ou par la stratégie de manipulation par exclusion (MISIOLEK & ELDER, 1989). Ces deux types de pouvoir de marché sont très étudiés en particulier la manipulation par minimisation des coûts avec le problème du « hot air » dans le futur marché international de droits d'émission de gaz à effet de serre. Dans les deux cas, on considère que les distorsions de concurrence vont provenir essentiellement de la manipulation du prix de marché des permis, c'est-à-dire qu'on envisage un marché des permis non concurrentiel.

Par ailleurs, certains auteurs se sont intéressés aux distorsions de concurrence créées par l'introduction d'un marché de permis d'émission concurrentiel dans un marché des produits non concurrentiel : BORENSTEIN (1988), MALUEG (1990), SARTZETAKIS (1997a, 2004) et HUNG & SARTZETAKIS (1997). Dans l'ensemble, ces travaux suggèrent que même si un marché des permis permet une minimisation des coûts de réduction de la pollution parce que les firmes sont preneuses de prix sur ce marché, il peut par ailleurs accroître les distorsions de concurrence qui peuvent exister sur le marché des produits. Ces distorsions de concurrence sur le marché des produits se traduisent notamment par des réallocations de parts de marché entre les firmes (et entre les industries) ainsi que par des modifications à la baisse du niveau global de production.

A partir des enseignements de ces modèles théoriques, notre approche se veut plus appliquée. En effet, en prenant en compte le fonctionnement des marchés électriques, notre objectif est de comprendre comment l'introduction d'un marché de permis concurrentiel peut distordre la concurrence dans les marchés de l'électricité. L'intérêt et la portée de ce problème sont triples. Premièrement, les différentes expériences et projets de mises en œuvre de marché de permis concernent en grande partie voire exclusivement des compagnies d'électricité ; deuxièmement, les marchés électriques sont réputés être des marchés oligopolistiques sur lesquels l'exercice de pouvoirs de marché ont déjà été clairement mis en évidence ; et troisièmement, l'électricité est un bien « fondamental » dont il est essentiel de se prémunir contre les ruptures d'approvisionnement et les hausses soutenues et durables de son prix.

Dans ce qui suit, nous montrerons que la mise en place d'un marché de permis concurrentiel est susceptible d'augmenter les opportunités d'exercice d'un pouvoir de marché des firmes sur le marché de l'électricité. Pour cela, nous présenterons les caractéristiques du bien électricité afin d'expliquer pourquoi les marchés électriques sont sujets à l'exercice d'un pouvoir de marché. Nous exposerons ensuite les différentes formes d'exercice d'un pouvoir de marché dans les marchés électriques, puis nous concentrerons notre propos sur l'une d'elle - la stratégie de rétention de capacité - afin de montrer que les permis d'émission peuvent avoir un rôle incitatif dans l'exercice de ce pouvoir de marché.

## **2. La libéralisation des marchés électriques et l'émergence d'opportunités d'exercice d'un pouvoir de marché**

Lorsque les régulateurs ouvrent à la concurrence les marchés électriques, ils espèrent stimuler la production et les investissements afin d'obtenir des niveaux d'efficacité plus importants caractérisés principalement par une baisse des prix. Cependant, la libéralisation des marchés électriques peut conduire à des effets contradictoires – une hausse plus ou moins forte et persistante des prix – car l'électricité est un bien particulier qui tend à augmenter les opportunités d'exercice d'un pouvoir de marché.

Dans ce qui suit, nous verrons dans un premier temps que les spécificités physiques de l'électricité imposent des contraintes technico-économiques importantes sur la confrontation de l'offre et de la demande ; dans un deuxième temps, comment ces caractéristiques technico-économiques influencent l'architecture des marchés électriques ; et dans un troisième temps, les implications en termes de possibilités d'exercice d'un pouvoir de marché.

## 2.1. Les caractéristiques des marchés électriques

Du point de vue de la théorie économique, les marchés de gros de l'électricité sont intrinsèquement incomplets et imparfaitement concurrentiels (WILSON, 2002). L'incomplétude des marchés électriques est en partie inéluctable du fait que l'électricité est un bien non stockable, que la demande est presque parfaitement inélastique, et que les capacités de production et de transmission sont limitées.

### 2.1.1. L'électricité est un bien non stockable

La plupart des industries sont caractérisées par la possibilité de stocker les biens en cas de ralentissement de la demande et de déstocker en période d'accélération de la demande. C'est le cas par exemple pour les marchés pétroliers ou gaziers. En revanche, dans le cas de l'électricité, la sécurité de l'approvisionnement ne peut pas être garantie par le stockage car ce dernier n'est pour l'instant pas économiquement possible à grande échelle<sup>3</sup>. Les marchés électriques sont donc vulnérables à de nombreux aléas qui peuvent d'être d'ordre technique, par exemple des pannes au niveau des générateurs ou des lignes, ou d'ordre conjoncturel, comme un changement du niveau de la demande lié à des variations brutales du climat.

L'électricité est le seul produit qui est consommé de manière continue par la majorité de ses clients et surtout dans le dixième de seconde suivant sa production. La principale conséquence est que les opérateurs du système sont contraints par la nécessité d'équilibrer de façon continue l'offre et la demande qui passe par une gestion centralisée dans l'espace et dans le temps des moyens de production et des infrastructures du réseau. En outre, cet équilibrage entre l'offre et la demande est d'autant plus compliqué que l'électricité est un flux d'énergie qui est difficilement contrôlable, que les propriétés physiques de l'électricité confèrent à ce bien des coûts marginaux de production et de fourniture qui fluctuent rapidement et que la demande réagit faiblement aux variations de prix.

### 2.1.2. Une demande presque parfaitement inélastique

Les fluctuations de la demande d'électricité s'expliquent par de nombreuses variables dont entre autre : les conditions climatiques (normales saisonnières ou non), le jour de la semaine (jour ouvrable ou non), l'heure de la journée, les habitudes de consommation du pays considéré et le prix. Cependant, il faut remarquer que l'élasticité par rapport au prix *SPOT* est particulièrement faible plus l'horizon temporel se raccourcit. C'est ainsi qu'à court

---

<sup>3</sup> Il faut cependant remarquer que les barrages constituent une certaine forme de stockage mais qui est de fait limité à la production hydraulique.

terme, on peut pratiquement considérer que l'élasticité-prix de la demande est nulle (JOSKOW & SCHMALENSEE, 1983).

Le problème est que la clientèle achetant l'électricité au détail n'ajuste pas sa consommation suivant le prix *SPOT* car elle ne possède pas, comme les gros consommateurs industriels, de compteurs indiquant les variations du prix de l'électricité en temps réel. Etant donné que l'installation de ce type de compteurs est très coûteuse<sup>4</sup>, des tarifs ont été introduits pour limiter les congestions et les hausses trop importantes de prix en périodes de pointe. Malheureusement, de telles mesures ne peuvent être suffisantes en périodes de très grands froids ou de très fortes chaleurs particulièrement.

Ainsi, on peut donc dire que la rigidité de la demande au prix diminue l'efficacité du processus concurrentiel. En effet, dans un marché concurrentiel, le prix joue le rôle d'un signal auquel les consommateurs et les producteurs vont ajuster leurs offres et leurs demandes. Dans les marchés électriques, le prix ne joue pas complètement son rôle de signal au niveau de la demande parce que les prix pratiqués au détail sont plus ou moins constants. Seuls quelques gros consommateurs sont capables de répondre de manière quasi instantanée à des variations du prix et la demande dérivée d'électricité émanant des distributeurs est pratiquement totalement inélastique. Vu que ces derniers sont mandatés pour fournir de l'électricité aux consommateurs à n'importe quel coût, cela donne aux producteurs la possibilité d'exercer un pouvoir de marché et d'augmenter les prix en période de pointe notamment. C'est en partie pour cela que les prix de l'électricité sont très volatils<sup>5</sup>.

### 2.1.3. Les autres spécificités de l'électricité

Le caractère non stockable de l'électricité et l'inélasticité de la demande n'expliquent qu'en partie les particularités des marchés électriques. Notamment, les flux d'électricité circulant dans les réseaux électriques sont en permanence contraints par les lois physiques de KIRCHHOFF<sup>6</sup>, les limites d'exploitation des lignes de transport de l'électricité<sup>7</sup>, les facteurs

---

<sup>4</sup> Toutefois, les innovations basées sur l'utilisation d'Internet et des compteurs intelligents devraient améliorer la diffusion instantanée de l'information à faible coût.

<sup>5</sup> Volatilité qui dépend aussi des coûts de production de l'électricité qui sont fortement dépendants des prix des combustibles primaires qui évoluent de manière cyclique et stochastique.

<sup>6</sup> Les lois physiques de Gustav KIRCHHOFF (1824-1887) indiquent que le transport et la distribution de l'électricité est soumis à la « loi des nœuds » et à la « loi des mailles ». La « loi des nœuds » énonce que la somme des flux électriques entrant dans un nœud doit à chaque instant être égale à la somme des flux sortant de ce nœud. La « loi des mailles » énonce que le courant électrique se répartit sur le réseau en fonction de la tension en chaque nœud en suivant la ligne de moindre résistance.

environnementaux et la capacité productive des générateurs. Tous ces éléments tendent à augmenter les risques de rupture de l’approvisionnement. En effet, la sécurité de l’approvisionnement dépend entre autre du réseau qui est complexe et vulnérable aux instabilités tant est si bien qu’une défaillance en un point du réseau peut se répercuter en cascade et créer un effondrement du système. Ainsi, la défaillance d’une ligne de transport ou d’un producteur peut générer une crise se propageant plus vite que la mise en oeuvre de mesures compensatrices. Par exemple, les investissements dans de nouvelles capacités de production sont intensifs en capital et présentent des délais de construction importants par rapport aux variations de l’offre et de la demande.

Compte tenu de ces différentes vulnérabilités et pour assurer la sécurité de l’approvisionnement, les marchés électriques reposent sur une architecture garantissant à la fois une coordination économique et technique du système.

## **2.2. L’architecture des marchés électriques**

Bien que les pays de l’Union Européenne aient élaboré leurs réformes des marchés électriques à partir d’une base commune qu’est la Directive Européenne 96/92 CE sur le marché intérieur de l’électricité, il n’existe encore pas pour l’instant d’organisation standard des marchés libéralisés de l’électricité. En effet, conformément au principe de subsidiarité, cette Directive laissait aux Etats une marge de manoeuvre dans la manière d’atteindre les objectifs fixés par l’Union. C’est pourquoi, les structures de régulation, de gouvernance, de management du système et des marchés varient suivant les pays ; et pour cette raison, nous avons choisi de ne pas rentrer dans des détails très précis liés à l’organisation des marchés électriques<sup>8</sup>. Nous nous contenterons ici de donner les informations essentielles à notre propos, c’est-à-dire celles relatives aux modes de formation des prix sur les marchés libéralisés de l’électricité. Sur ce dernier point, on peut identifier selon le degré de centralisation du dispatching deux formes de marchés de gros organisés : les marchés centralisés (ou pools obligatoires) et les marchés décentralisés (ou pools facultatifs).

Plus précisément, le dispatching détermine sur une période d’échange donnée (une heure ou une demi-heure) le plan de production (choix des différentes centrales et des puissances de

---

<sup>7</sup> Lors du transport de l’électricité, une partie de la puissance électrique se transforme en chaleur par effet JOULE. Lors des congestions, il faut éviter que les lignes s’échauffent car ces dernières sont conçues pour supportées une température maximale au-dessus de laquelle il existe un risque de rupture de la ligne.

<sup>8</sup> Pour des compléments sur se sujet, le lecteur intéressé pourra se référer entre autre à STAROPOLI (2001) ou encore à STOFT (2002).

chaque unité de production) qui va permettre d'équilibrer le système. Si les offres et les demandes d'électricité sont équilibrées à moindre coût alors le dispatching est optimal. Cette minimisation des coûts de production est obtenue par la construction de l'ordre de préséance économique appelée aussi ordre de mérite qui correspond à l'ordonnement des centrales engagées par coûts variables croissants. En l'absence de congestion, l'efficacité économique du système conduit les centrales qui possèdent les coûts marginaux de production les plus faibles à être appelées en premier. Lorsque le dispatching est centralisé, on est dans la situation d'un pool dans lequel la participation est obligatoire et où l'opérateur du système exerce un contrôle total sur les producteurs. Lorsque le dispatching est décentralisé, on se trouve dans le cas d'une bourse d'électricité dans laquelle la participation est volontaire. De ce fait, l'opérateur du système ne contrôle pas totalement l'équilibrage entre les offres et les demandes parce que les producteurs pratiquent dans une certaine mesure le self-dispatching en utilisant d'autres mécanismes institutionnels (décentralisés), tels que des contrats bilatéraux, pour satisfaire la demande. Dans ces conditions, les bourses d'électricité apparaissent comme un complément naturel à l'ajustement des offres et des demandes<sup>9</sup>. Au niveau des acteurs, les marchés de gros de l'électricité regroupent des producteurs d'électricité, des distributeurs, des entreprises de commercialisation, des consommateurs éligibles, des agents étrangers, des intermédiaires tels que les traders et enfin le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité. En effet, ce dernier a à sa charge la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du système et doit s'approvisionner sur le marché de gros de l'électricité en raison notamment des pertes en ligne.

Parmi les marchés de gros de l'électricité existants, le modèle du pool facultatif apparaît aujourd'hui comme le modèle dominant. Au niveau Européen, on peut citer par exemple le NORDPOOL (pour la Norvège, la Suède, la Finlande et le Danemark), l'EEX (Allemagne), POWERNEXT (France), l'APX (Pays-Bas), UKPX et UKAPX (Royaume-Uni)... Ainsi, il apparaît que les pools obligatoires sont désormais peu nombreux. Parmi eux, il reste encore le pool espagnol OMEL ou le pool du nord-est des Etats-Unis PJM<sup>10</sup> par exemple, mais les inefficiences économiques observées sur ces marchés conduisent peu à peu les régulateurs à rendre le pool facultatif. C'est notamment le cas pour les pools anglais et californien qui depuis 2001 sont facultatifs. En effet, le modèle du pool obligatoire a peu à peu été délaissé car bien qu'il assure un niveau de liquidité plus élevé, il favorise plus que le modèle du pool facultatif les comportements collusifs et l'exercice d'un pouvoir de marché (rétention de capacité pour faire monter les prix en période de pointe et proposition de prix inférieurs aux

---

<sup>9</sup> Remarquons qu'il existe un troisième modèle de formation des prix qu'est le modèle des « transactions bilatérales pures » dans lequel il n'existe pas de marché *SPOT* et où les producteurs et les consommateurs sont responsables de l'équilibre entre l'offre et la demande.

<sup>10</sup> Pennsylvanie, New-Jersey et Mariland

coûts en période creuse pour empêcher l'entrée de concurrents potentiels sur le marché). Cependant, bien que l'existence de contrats bilatéraux privés introduise une certaine incertitude sur les transactions, les comportements stratégiques des firmes sur les marchés électriques restent toujours possibles. La seule différence est qu'il devient moins facile d'anticiper la stratégie de ses concurrents parce que les conditions du jeu répété qui se produit chaque jour sont moins transparentes.

Quel que soit le caractère facultatif ou obligatoire du pool, nous verrons dans ce qui suit que les marchés de permis peuvent donner aux acteurs une incitation supplémentaire à l'exercice d'un pouvoir de marché. Avant cela, il est nécessaire de clarifier la place du marché *SPOT* dans le dispositif des échanges par une présentation simple de l'architecture générale<sup>11</sup> d'un marché de gros organisé de l'électricité.

Un marché de gros organisé de l'électricité s'analyse comme le lieu d'échange d'une quantité physique d'électricité (mesurée en KWh) ainsi que de ses produits et services associés. Ainsi, un marché de gros organisé de l'électricité est composé par divers marchés se succédant au cours du temps qu'il est possible de différencier en fonction du lieu d'injection et de l'usage auquel il est destiné. Ainsi, on peut distinguer :

- *un marché la veille pour le lendemain (day-ahead market)*

Les caractéristiques technico-économiques de l'électricité contraignent la confrontation entre l'offre et la demande de telle sorte qu'il est nécessaire que les acteurs effectuent leurs propositions d'achat et de vente vingt quatre heures à l'avance. D'une manière générale, ce sont des contrats horaires ou des contrats blocs (groupe d'heures<sup>12</sup> ou selon le niveau de puissance : base, heures pleines ou pointe) qui sont échangés, c'est-à-dire que les producteurs d'électricité mettent aux enchères des capacités de production pour chaque heure ou pour un bloc horaire du lendemain.

- *un marché de capacités de transmission (transmission capacity market)*

Les contraintes techniques qui pèsent sur le réseau peuvent générer des congestions que l'on gère à travers un marché dans lequel les acteurs révèlent leurs dispositions à payer pour l'utilisation du segment du réseau.

---

<sup>11</sup> Il faut faire attention à ne pas confondre l'architecture et la structure d'un marché. L'architecture d'un marché établit une carte des différents sous marchés en fonction de leurs types et des relations qu'ils entretiennent ; tandis que la structure d'un marché fait référence à des caractéristiques technologiques (structures des coûts de production et de transmission) ou à des indications sur la propriété du capital (index de mesure de la concentration) de l'industrie.

<sup>12</sup> Généralement 24 tranches horaires ou parfois 48 tranches demi-horaires.

- *un marché des services auxiliaires (ancillary services)*

Ce marché est dédié à la fourniture des services nécessaires au maintien de la sûreté du système (assurer un secours en cas d'incident) et de la qualité de l'électricité (niveaux de fréquence et de tensions de l'électricité).

- *un marché d'ajustements en temps réel (real-time market)*

Etant donné que la consommation d'électricité varie de manière continue et que la production d'une centrale peut être entre autre perturbée par des problèmes techniques, il est très rare que la réalité des opérations d'injection et de soutirage sur le réseau soient en adéquation avec les prévisions de production et de consommation effectuées sur le marché d'échange la veille pour le lendemain. C'est pourquoi, il existe un marché visant à ajuster en temps réel les écarts entre les prévisions et la réalité. En d'autres termes, le marché d'ajustements en temps réel est un marché de vente et d'achat de capacité de production à destination du gestionnaire du réseau dans lequel les participants soumettent des enchères pour augmenter ou diminuer leur production ou leur consommation.

Au niveau du marché électrique global, il apparaît que le marché d'échange la veille pour le lendemain assure la coordination économique (dispatching économique) tandis que les trois autres marchés sont destinés à la coordination technique (dispatching technique). A l'intérieur de ce dispositif général des marchés, la place du marché *SPOT* varie selon les auteurs. En effet, la majeure partie de la littérature utilise l'expression de marché *SPOT* pour désigner le marché la veille pour le lendemain ; ceci dit, certains auteurs comme WILSON (2002) ou encore STOFT (2002) considèrent que le marché *SPOT* correspond au marché d'ajustements. En effet, lorsque sur un marché on évoque les transactions *SPOT*, on fait référence aux échanges au plus court terme. Donc si l'on applique cette définition aux marchés électriques, les seuls échanges physiques *SPOT* sont ceux coordonnés par le gestionnaire de réseau. Cependant, dans ce qui suit, on considèrera plutôt le marché *SPOT* de l'électricité comme le lieu des échanges physiques d'électricité la veille pour le lendemain parce que c'est sur ce marché qu'a lieu l'essentiel de la confrontation entre l'offre et la demande d'électricité. En d'autres termes, les flux d'énergie qui s'échangent sur le marché la veille pour le lendemain servent à satisfaire directement la demande tandis que les autres marchés permettent le maintien de la qualité de l'électricité par la gestion du fonctionnement et de la sécurité du système. Quoi qu'il en soit, bien que ces marchés soient différents, ils sont interdépendants dans le sens où les prix et les volumes d'échanges se répercutent des marchés en amont vers les marchés en aval. Ainsi, l'exercice d'un pouvoir de marché sur le marché la veille pour le lendemain se répercute sur le marché d'ajustements en temps réel. Pour cette raison, on pourra aisément conclure à l'exercice d'un pouvoir de marché sur le marché *SPOT* de l'électricité dès lors qu'une étude économétrique met en exergue l'exercice d'un pouvoir de

marché sur l'un de ces deux marchés. Cette dernière remarque nous sera utile lorsque nous aborderons la question du rôle des permis d'émission négociables dans l'augmentation de la capacité des producteurs d'électricité à exercer un pouvoir de marché sur le marché *SPOT* de l'électricité. Mais au préalable, il faut distinguer parmi les divers types de pouvoir de marché qui existent dans les marchés électriques, celui qui pourrait être modifié par la mise en place en parallèle d'un marché de permis concurrentiel.

### **2.3. Les différentes formes de pouvoir de marché dans les marchés électriques**

A côté de la nécessité de mettre en place une architecture de marchés spécifique, la particularité du bien électricité augmente les risques d'exercice d'un pouvoir de marché. Ce dernier est identifié sous trois formes : le pouvoir de marché vertical, le pouvoir de marché local et le pouvoir de marché horizontal (STOFT, 2002).

Le pouvoir de marché vertical est une des spécificités des industries de réseaux structurées en plusieurs activités verticales. En effet, lorsqu'une industrie est verticalement intégrée, par exemple quand il n'y a pas de séparation entre le réseau de transport et la production ou entre la production et la distribution, des comportements de prédation et des subventions croisées peuvent notamment intervenir.

Le pouvoir de marché local émerge du fait que les réseaux de transport de l'électricité sont contraints d'une part par leurs infrastructures dont la taille peut être source de congestion, et d'autre part par les propriétés physiques de l'électricité. Compte tenu de ces contraintes, la localisation sur le réseau d'un producteur d'électricité peut lui permettre de bénéficier d'externalités de réseau et de les utiliser pour exercer un pouvoir de marché sur le marché *SPOT* en fixant délibérément un prix très élevé.

Le pouvoir de marché horizontal renvoie à deux types de stratégies : la rétention de capacité (capacity withholding) et la rétention financière (financial withholding)<sup>13</sup>. On peut également parler de « stratégie-quantité » ou de « stratégie-prix » pour caractériser ces deux pratiques (STAROPOLI, 2001) car l'une vise à réduire la quantité d'output et l'autre à augmenter le prix des outputs. La stratégie de rétention de capacité consiste à interrompre ou

---

<sup>13</sup> On peut également envisager l'exercice d'un pouvoir de monopsonne par la rétention de demande ou encore par la proposition de prix inférieurs à la valeur marginale de l'électricité. Ce type de pouvoir de marché est difficilement envisageable étant donné que la demande est généralement incontrôlable. Néanmoins, on peut imaginer quelque chose d'équivalent comme par exemple une firme en monopsonne qui est en mesure de produire de l'électricité à un coût plus élevé que le prix de marché afin de faire baisser le prix de l'électricité. Cette stratégie est profitable si la firme en monopsonne achète plus d'électricité que ce qu'elle n'en produit.

ralentir la production d'une ou plusieurs centrales afin de déplacer la fonction d'offre vers la gauche et ainsi augmenter le prix sur le marché de gros de l'électricité. La stratégie de rétention financière consiste à influencer le prix en proposant des prix sur le marché au-dessus du coût marginal de production. Néanmoins, on peut dire que ces deux stratégies sont dans la plupart des cas équivalentes car il est difficile de savoir si la courbe d'offre a subi un déplacement vers la gauche pour réduire les quantités ou un déplacement vers le haut pour augmenter les prix (cf. Figure 1, p. 33).

Parmi ces possibilités d'exercice d'un pouvoir de marché, nous nous concentrerons uniquement sur la stratégie de rétention de capacité pour trois raisons. Premièrement, le mouvement de déréglementation des industries de réseaux s'accompagne d'une dé-intégration, c'est-à-dire d'une séparation entre les infrastructures et les services qui empruntent ces infrastructures, qui tend à faire disparaître le pouvoir de marché vertical pour laisser la place au pouvoir de marché horizontal et local<sup>14</sup>. Deuxièmement, par rapport au pouvoir de marché local, le pouvoir de marché horizontal apparaît comme la forme de pouvoir de marché la plus pratiquée dans les marchés libéralisés de l'électricité. Et troisièmement, nous estimons que la rentabilité de la stratégie de rétention de capacité peut être augmentée par la mise en place d'un marché de permis. Avant d'étudier cette question, nous en montrerons l'intérêt et la portée à travers une présentation générale de la stratégie de rétention de capacité.

### **3. La stratégie de rétention de capacité : principe, conséquences et identification empirique**

Les recherches théoriques et empiriques sur l'exercice d'un pouvoir de marché horizontal dans les marchés électriques ne cessent d'augmenter depuis les premières expériences de libéralisation des marchés. Cet intérêt croissant peut s'expliquer du fait que premièrement c'est une stratégie dont le principe est simple et facile à mettre en œuvre ; deuxièmement, parce que la rétention de capacité provoque des conséquences substantielles en termes de bien-être ; et troisièmement, parce qu'on observe une multiplication de ce type de stratégies dans les différents marchés libéralisés de l'électricité du monde entier.

---

<sup>14</sup> Remarquons que dans la pratique, il existe encore un risque de pouvoir de marché vertical car les opérateurs historiques ne sont pas encore totalement dé-intégrés.

### 3.1. La simplicité du principe général de la stratégie de rétention de capacité

Considérons le cas simple d'une compagnie d'électricité, dont le parc d'installations n'est composé que de centrales en base, et qui retient la production d'une de ses capacités (cf. Figure 2, p. 33). Il en résulte un déplacement de la courbe d'offre concurrentielle vers la gauche d'une quantité égale aux capacités retenues, et par là même une augmentation du prix de concurrence  $P_c$  jusqu'au prix  $P_m$ <sup>15</sup>. La profitabilité de la stratégie dépend du montant d'output retenu et de l'importance des capacités disponibles sur le marché. Ainsi, la hausse du prix de marché ne signifie pas nécessairement que la stratégie de rétention de capacité est profitable, toutefois nous le supposons dans un premier temps pour simplifier l'exposé. Soit  $(P_c, Q_c)$  l'équilibre de concurrence,  $(P_m, Q_m)$  l'équilibre de monopole,  $Q_c(P)$  la fonction d'offre de concurrence et  $P_c(Q)$  sa fonction inverse. On définit alors quatre différences (deux en prix et deux en quantités).

Premièrement, la quantité retenue  $\Delta Q_r$  est la différence entre la quantité qui aurait été produite au prix de monopole par les producteurs d'électricité en concurrence et la quantité produite à l'équilibre de monopole, c'est-à-dire  $\Delta Q_r = Q_c(P_m) - Q_m$ .

Deuxièmement, il apparaît que la quantité retenue est largement supérieure à la distorsion de quantité de monopole  $\Delta Q_{dist}$  correspondant à la diminution de la production d'électricité en dessous de son niveau concurrentiel, c'est-à-dire  $\Delta Q_{dist} = Q_c - Q_m$  et  $\Delta Q_r > \Delta Q_{dist}$ .

Troisièmement, la distorsion de prix de monopole  $\Delta P_{dist}$  donne un bon indicateur de pouvoir de marché et se définit comme la différence entre le prix de monopole et le prix de concurrence, c'est-à-dire  $\Delta P_{dist} = P_m - P_c$ .

Quatrièmement, on définit le markup  $\Delta P_m$  comme l'écart entre le prix de monopole et le coût marginal de concurrence correspondant à la production de la quantité de monopole, c'est-à-dire  $\Delta P_m = P_c(Q_m) - P_m$ . En divisant le markup par le prix de monopole, on obtient l'index de Lerner<sup>16</sup>.

Ces différences en prix et en quantités sont le signe d'inefficiences économiques.

---

<sup>15</sup> Notons par ailleurs qu'une fois déplacée, la courbe d'offre perd son caractère concurrentiel.

<sup>16</sup> Cf. TIROLE (1997) pour un exposé plus complet.

### 3.2. Les conséquences de la stratégie de rétention de capacité

La stratégie de rétention de capacité conduit à trois conséquences en termes de bien-être.

Premièrement, le profit des firmes s'accroît. Deuxièmement, le surplus des consommateurs diminue d'un montant égal au produit entre la distorsion de prix  $\Delta P_{dist}$  et la quantité totale échangée sur le marché. Et troisièmement, il en résulte une perte sèche de bien-être correspondant à l'inefficience générée par le pouvoir de monopole (cf. Figure 2, p. 33).

Plus précisément, la rentabilité dépend essentiellement du niveau de l'élasticité-prix de la demande, du niveau de l'élasticité-prix de la production des concurrents, du degré de concentration du marché et du partage des capacités de production entre les producteurs<sup>17</sup>. Notons par ailleurs que la hausse des profits peut dans certains cas être plus forte pour les firmes qui n'ont pas exercé le pouvoir de marché que pour celle qui a retenu ses capacités, car cette dernière doit supporter des coûts. En d'autres termes, on peut dire que les concurrents bénéficient d'un effet d'aubaine. Ce dernier aspect est important car les régulateurs ne peuvent pas compter sur les concurrents pour les aider à détecter l'exercice d'un pouvoir de marché.

Mis à part le fait que les consommateurs sont financièrement lésés par des niveaux de prix élevés, il est clair que ces niveaux anormalement hauts devraient stimuler l'investissement dans de nouvelles capacités ainsi que l'entrée de nouveaux concurrents dans le secteur de la production. Cependant, ces investissements et ces entrées pourraient ne pas être efficaces étant donné que l'importance des niveaux de prix ne reflète pas le besoin de nouvelles capacités mais plutôt le besoin d'une meilleure utilisation des capacités existantes. D'autre part, ces distorsions dans les signaux de prix conduisent à des incitations insuffisantes en matière d'innovations technologiques et modifient les décisions d'investissement des producteurs concernant le choix du type de centrales à installer qui à long terme peuvent compromettre l'expansion et la fiabilité du système. Ces phénomènes sont également vrais dans les autres secteurs de l'économie parce que des prix élevés de

---

<sup>17</sup> Il faut remarquer que la corrélation qui est souvent établie entre la concentration de l'industrie, la part de marché d'une entreprise et le pouvoir de marché est erronée. En effet, la concentration d'une industrie indique uniquement la distribution des capacités de production ou des ventes, mais en aucun cas les conséquences sur les prix lorsqu'une firme va retenir des capacités. En outre, une firme peut avoir une petite part de marché et influencer fortement les prix en retenant ses capacités. En fait il n'existe pas de lien théorique direct entre par exemple l'index Herfindahl-Hirschman (indice de concentration) et l'index de Lerner (indice de mesure du pouvoir de marché). Donc les indices de concentration ne peuvent être utilisés que pour avertir de la potentialité de l'exercice d'un pouvoir de marché.

l'électricité peuvent conduire certaines firmes à sous investir dans des technologies de production intensives en électricité et sur investir dans des technologies peu consommatrices d'électricité.

En résumé, il apparaît que les différentes conséquences de la rétention de capacité vont à l'encontre des effets positifs qu'on attribue à la libéralisation des marchés. Ainsi, la multiplication de tels comportements peut conduire les décideurs politiques à remettre en cause la déréglementation du secteur électrique.

### **3.3. La multiplication des identifications empiriques des stratégies de rétention de capacité : le cas de la Californie**

Durant les quinze dernières années, de nombreux Etats ont libéralisé leurs marchés de l'électricité afin d'obtenir une baisse des prix de l'électricité. Aux Etats-Unis par exemple, de nombreuses « *utilities* » avaient effectué des investissements inefficients dans des capacités de production (particulièrement des centrales nucléaires) et ces décisions coûteuses avaient conduit à des prix de l'électricité particulièrement élevés. Les autorités de régulation souhaitaient alors que les forces du marché ramènent les coûts de production des centrales existantes à des niveaux plus bas ainsi qu'une certaine discipline en matière d'investissements. Malheureusement, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité n'a pas tenu ses promesses.

#### **3.3.1. La croissance des mises en évidence des stratégies de rétention de capacité**

En effet, les marchés libéralisés de l'électricité ont été marqués par des imperfections de fonctionnement et des prix élevés : Angleterre et Pays de Galles, Etats-Unis, Canada, Australie, Espagne, Chili... Notamment, plusieurs études ont mis en évidence l'exercice d'un pouvoir de marché par la stratégie de rétention de capacité dont entre autre :

- WOLAK & PATRICK (1997) et WOLFRAM (1998, 1999) pour l'Angleterre et le Pays de Galles ;
- MANSUR (2001a) pour le marché interconnecté des Etats de Pennsylvanie, New Jersey et Maryland ;
- BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2000, 2002), PULLER (2000), JOSKOW (2001), JOSKOW & KAHN (2002), SPEAR (2003) et WOLAK (2003) pour la Californie ;
- BUSHNELL & SARAVIA (2002) pour la Nouvelle Angleterre.

Parmi ces évidences empiriques, nous nous occuperons plus en détail du cas californien pour deux raisons. Premièrement du fait de l'ampleur des conséquences de la crise californienne, et deuxièmement parce que les producteurs d'électricité sont contraints par un marché de permis d'émissions sur les NOx (programme RECLAIM)<sup>18</sup>.

### 3.3.2. La crise californienne en bref

Durant l'été 2000 en Californie, l'augmentation des prix de gros de l'électricité a été spectaculaire tant dans son importance que dans sa durée. Dans un premier temps, ces prix ont atteint des niveaux anormalement élevés atteignant par moment cinq fois les prix des autres étés et ce de manière continue entre les mois de juin et de septembre. Dans un second temps, alors que les autorités californiennes s'attendaient à une baisse des prix de gros après la période de pointe estivale, les prix ont légèrement baissé en octobre puis fortement remonté en novembre et décembre. Cette hausse des prix de gros de l'électricité couplée avec le gel des prix de détail ont conduit entre autre aux faillites de Pacific Gas & Electricity (PG&E) et de Southern California Edison (SCE). En effet, le marché de gros de l'électricité est obligatoire et les compagnies de distributions ne peuvent pas se couvrir par des contrats de long terme. C'est pourquoi les distributeurs étaient forcés d'acheter sur le marché de gros à un prix supérieur au prix de détail : achat à 400 \$/MWh et revente à 65 \$/MWh. Par ailleurs, ce gel des prix de détail n'a pas incité les consommateurs à réaliser des économies d'énergie ce qui a favorisé les coupures de courant.

Il est clair que ces faillites et coupures de courant ont menacé la stabilité financière de l'Etat de Californie et ainsi remis en cause le mouvement de libéralisation des marchés électriques qu'on peut illustrer par la fermeture du CAL PX<sup>19</sup> le 31 janvier 2001. D'une manière générale, la crise californienne a été mal gérée par les autorités qui ont attendu le mois de janvier 2001 pour prendre de réelles mesures : achat d'électricité pour couvrir les distributeurs qui étaient en position courte, négociations de contrats de long terme (jusqu'à 20 ans) avec les producteurs, augmentation de 40% des prix de détail, retrait des producteurs d'électricité du marché de permis d'émission sur les NOx<sup>20</sup>... Cependant ces mesures étaient insuffisantes car environ un tiers de la capacité installée était déclaré indisponible ce qui

---

<sup>18</sup> Notons par ailleurs que les firmes électriques du marché interconnecté des Etats de Pennsylvanie, New Jersey et Maryland sont aussi soumises à un marché de permis (OTC NOx Budget Program). Cependant, ce marché est peu étudié et donc les informations sont moins importantes.

<sup>19</sup> California Power Exchange

<sup>20</sup> Le marché de permis a été remplacé par l'application d'une pénalité égale à 7,5 \$/lb de polluant au dessus de la limite en émissions.

obligeait les autorités à pratiquer des rationnements et des coupures programmées jusqu'au mois de juin 2001.

Afin d'éviter de tels problèmes dans le futur, les décideurs politiques se sont efforcés de déterminer quelles étaient les causes de cette crise. De toute évidence, les problèmes survenus en Californie sont le résultat d'une libéralisation des marchés mal menée, d'une réponse inefficace des autorités à la crise et de la conjoncture économique qui a favorisé les comportements stratégiques.

### **3.3.3. Les causes économiques de la crise californienne**

Il apparaît avec du recul que les risques d'avoir des prix de gros de l'électricité élevés étaient importants. Les différents travaux qui ont été menés pour identifier les facteurs de la crise californienne s'accordent à dire qu'ils sont de deux ordres. D'abord d'ordre conjoncturel avec des niveaux de températures au-dessus des normales saisonnières, des prix élevés du gaz... ; mais aussi d'ordre structurel avec l'insuffisance des capacités installées et l'exercice d'un pouvoir de marché horizontal.

#### ▪ *L'insuffisance des capacités installées*

Durant la décennie 1990, les investissements dans de nouvelles capacités de production et de transmission ont pratiquement été nuls en Californie et assez faibles sur toute la côte ouest des Etats-Unis. Entre autre, la Californie est caractérisée par des contraintes environnementales strictes qui allongent et compliquent le processus d'approbation pour les demandes d'implantation de nouvelles capacités. C'est ainsi que la Californie souffre d'un déficit de capacité mesuré à 5000 MW avec un âge moyen des installations excédant les trente ans. Ce problème avait déjà été mis en évidence en 1999 dans le rapport annuel de l'opérateur système<sup>21</sup> qui s'inquiétait du rythme plutôt lent d'achèvement des nouvelles centrales, du nombre insuffisant des projets d'investissements, de la rapidité de la croissance de la demande et de la diminution des réserves de capacités.

Par ailleurs, en Californie, l'électricité provient d'une production domestique et de l'importation d'autres Etats. La capacité de production domestique est essentiellement composée de quatre centrales nucléaires, de centrales hydroélectriques et de centrales fonctionnant au gaz. Par rapport au total de la capacité installée, le nucléaire et l'hydro comptent pour environ un tiers ; la biomasse, le solaire, l'éolien et la géothermie pour environ 10 % ; les centrales au gaz dont la cogénération pour plus de 50 %. Ainsi, l'offre marginale durant les périodes de pointe est assurée par les centrales fonctionnant au gaz. C'est

---

<sup>21</sup> CAISO (California Independant System Operator)

pourquoi, les différentes études économétriques qui ont été menées pour comprendre les facteurs de la crise californienne se sont concentrées sur ces centrales. D'un point vu pratique, ces études ont profité du fait que les coûts marginaux de production des centrales au gaz soient identifiables. En effet, il existe une information assez précise des prix *SPOT* du gaz naturel ainsi que de l'efficacité thermique des centrales suivant les différents niveaux d'outputs.

En particulier, JOSKOW & KAHN (2002) et BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002) utilisent l'approche<sup>22</sup> de WOLFRAM (1999) pour comparer les prix de gros de l'électricité durant l'été 2000 à un benchmark. Ce benchmark correspond à une simulation des prix de concurrence durant l'été 2000 tenant compte des prix du gaz, de la demande, des importations des autres Etats, et des prix des permis d'émission sur les NOx. L'analyse montre qu'il existe un écart important entre les prix observés et le benchmark. Cet intervalle de prix s'explique premièrement par les trois « fondamentaux du marché », deuxièmement par la hausse du prix des permis d'émission sur les NOx et troisièmement par l'exercice d'un pouvoir de marché.

▪ *Les trois « fondamentaux du marché »*

La crise californienne a été marquée par une hausse de la demande d'électricité, une baisse de la disponibilité des importations et une augmentation des prix du gaz en 2000 par rapport aux années 1998 et 1999.

En effet, sous l'impulsion du développement de l'économie de l'Internet au sein de la Silicon Valley, la Californie connaît une croissance économique soutenue qui s'accompagne d'une croissance annuelle de la consommation d'électricité de 5%. D'autre part, durant les huit premiers mois de l'année 2000, les niveaux de températures ont été anormalement élevés et la demande d'électricité s'est accrue de façon significative surtout lors des mois de mai et juin. Malheureusement, la hausse des prix de gros de l'électricité n'a pas conduit les consommateurs à changer leurs comportements car les prix de détails sont réglementairement plafonnés. C'est ainsi que la demande a continué à exercer une forte pression sur les prix de gros.

A côté de l'augmentation de la demande, les records de chaleur ont aussi provoqué un déficit en eau dans tout l'ouest des Etats-Unis. Comme la Californie possède d'une part un parc hydroélectrique conséquent et qu'elle est d'autre part historiquement dépendante de l'importation d'hydroélectricité des Etats du nord-ouest américain, la diminution des niveaux de l'eau a aggravé le déséquilibre entre l'offre et la demande. En effet, les producteurs

---

<sup>22</sup> Cette approche avait déjà été appliquée au marché Californien par entre autre BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2000).

d'hydroélectricité des Etats du nord-ouest ont été incapables de combler le déficit californien car malgré la hausse des prix de l'électricité, les importations ont été plus faibles en 2000 qu'en 1999.

Par ailleurs, à partir de mai 2000 dans l'ensemble du territoire américain, la demande de gaz s'est accrue sous l'effet de la hausse de la demande d'électricité<sup>23</sup> et de l'élévation des prix du pétrole brut. Comme les capacités des gazoducs et de stockage n'étaient pas suffisantes pour servir la demande, les prix du gaz naturel ont commencé à augmenter. Cependant, cette hausse sans précédent a été beaucoup plus importante en Californie. Les prix *SPOT* du gaz naturel ont été jusqu'à cinq fois plus grands que ceux du reste des Etats-Unis<sup>24</sup>. Etant donné que durant les mois d'été, l'offre marginale est assurée par les centrales au gaz, cette hausse des prix du gaz s'est directement répercutée sur les prix *SPOT* de l'électricité. Cette interdépendance entre le marché des inputs et le marché de l'output a également été vérifié pour les prix des permis d'émission sur les NOx.

▪ *La hausse du prix des permis d'émission sur les NOx*

Depuis 1994, la Californie possède une régulation assez draconienne en matière de pollution atmosphérique avec la mise en place par le SCAQMD (South Coast Air Quality Management District) du programme RECLAIM (Regional Clean Air Incentive Market). Ce dernier est un marché de permis d'émission négociables qui contrôle les émissions de NOx<sup>25</sup> des firmes produisant plus de 4 tonnes de NOx par an. Sont donc concernés par ce programme les producteurs d'électricité et d'autres grandes sources stationnaires de pollution comme des raffineries de pétrole, soit en tout plus de 360 participants<sup>26</sup>. Chaque firme reçoit chaque année une allocation initiale de permis suivant son niveau historique des émissions et dont le montant décroît à un taux annuel de 8,3%. Un permis ou RECLAIM Trading Credit (RTC) donne le droit d'émettre une livre de NOx pour une année donnée et pendant une durée de un an. Donc contrairement à l'Acid Rain Program, la mise en réserve de permis n'est pas autorisée. Par ailleurs, les firmes font aléatoirement partie d'un cycle d'échange. Le premier cycle démarre le 1<sup>er</sup> janvier et se termine le 31 décembre de la même année, et le

---

<sup>23</sup> Comme le gaz est le combustible fossile le plus propre, l'ensemble des producteurs d'électricité américains ont massivement investi dans des centrales au gaz. C'est pourquoi le prix du gaz a tendance à monter lorsque la demande d'électricité augmente.

<sup>24</sup> Cette différence dans les hausses du prix du gaz entre la Californie et le reste des Etats-Unis n'a pas encore été clairement expliqué.

<sup>25</sup> Ainsi que d'autres polluants atmosphériques avec en particulier les SOx.

<sup>26</sup> Le nombre de participants varie suivant les années en fonction des entrées et des sorties des firmes dans le programme (passage au dessus ou en dessous de la limite des 4 tonnes). C'est ainsi qu'on comptait 390 firmes en 1994 et 364 en 2003.

deuxième débute le 1<sup>er</sup> juillet et fini le 30 juin de l'année suivante. En d'autres termes, les permis sont millésimés et sont utilisables sur une période de douze mois qui débute soit le 1<sup>er</sup> janvier (cycle 1) soit le 1<sup>er</sup> juillet (cycle 2) de l'année de millésime. L'objectif de la mise en place des deux cycles d'échange était d'assurer une certaine liquidité et d'empêcher de trop grosses variations des prix des permis en évitant que la majorité des échanges interviennent à la fin d'une unique période d'échange. Cependant, ce but n'a pas été atteint en 2000.

Parmi les différentes études qui ont été menées pour déterminer les facteurs de la crise californienne, l'originalité de JOSKOW (2001), JOSKOW & KAHN (2002) et de BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002) a été de mettre en évidence la relation directe entre le prix des permis et le prix de l'électricité. Pour estimer le coût marginal de production de l'électricité à partir des centrales utilisant des combustibles fossiles, ces auteurs ont donc agrégé les coûts des combustibles qui dépendent du rendement thermique de chaque centrale, les coûts variables d'exploitation et d'entretien et enfin le coût des émissions de NOx. En effet, compte tenu du coût d'opportunité de l'utilisation d'un permis, même si les producteurs d'électricité ont obtenu au préalable des permis d'émission à un prix inférieur ou gratuitement, ils vont inclure dans leurs offres de prix le coût des permis évalué suivant le prix fixé à ce moment précis sur le marché des permis.

Comme les prix du gaz, les prix des permis sur les NOx ont atteint des niveaux sans précédent durant l'été 2000. En effet, au fur et à mesure que la production d'électricité augmente, l'allocation annuelle de permis devient insuffisante et les permis s'échangent à des prix de plus en plus élevés. C'est ainsi que les prix des permis sur les NOx du programme RECLAIM sont passés d'environ 1 à 2 \$/lb au début de l'année 2000, à 10 \$/lb en juin, et à 35 \$/lb à la fin du mois d'août alors que sur la côte est des Etats-Unis les permis d'émissions sur les NOx de l'OTC NOx Budget Program s'échangeaient à 0,175 \$/lb (LAURIE, 2001). Cette multiplication par dix (au minimum) des prix des permis sur les NOx a fortement modifié les coûts marginaux de production des centrales fonctionnant au gaz : de 30 à 120 \$/MWh suivant le type de centrale. Par exemple, une centrale à turbine à gaz simple présente des émissions de NOx de l'ordre de 3 à 4 lb/MWh, une centrale à turbine à gaz-vapeur sans dispositif de contrôle des NOx émet environ 1 lb de NOx/MWh et avec un dispositif de contrôle des NOx de type SCR<sup>27</sup> dix fois moins soit 0,1 lb de NOx/MWh.

JOSKOW (2001) établit une représentation graphique des courbes de coût marginal de toutes les centrales fonctionnant au gaz en Californie suivant différentes hypothèses sur les prix du gaz et des permis sur les NOx (cf. Figure 3, p. 34). La première hypothèse considère un prix du gaz égal à 2,50 \$/Mcf (niveau de prix de 1999) ; la deuxième hypothèse un prix du gaz à 6 \$/Mcf (niveau de prix aux alentours de mai-juin 2000) et la troisième un prix du

---

<sup>27</sup> Selective Catalytic Reduction

gaz à 6 \$/Mcf ainsi qu'un prix des NOx à 25 \$/lb. Il apparaît alors que la courbe de coût marginal de production de l'électricité devient d'autant plus inélastique que le nombre de capacités appelées augmente et que les prix du gaz et des NOx sont élevés. En outre, une augmentation du prix des NOx a un impact plus important qu'une augmentation du prix du gaz. La raison est que les centrales les plus polluantes produisent environ 50 fois plus de NOx par unité d'électricité que les centrales les moins émettrices ; et que les centrales les plus consommatrices de gaz n'utilisent que deux fois plus de combustible par unité d'électricité que les centrales les plus efficaces.

▪ *L'exercice d'un pouvoir de marché horizontal*

Les deux études économétriques menées par JOSKOW & KAHN (2002) et BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002)<sup>28</sup> montrent que les trois « fondamentaux du marché » et la hausse des prix des permis ne peuvent expliquer complètement les niveaux de prix élevés de l'été 2000. En d'autres termes, il subsiste toujours une différence entre les prix observés et le benchmark de concurrence qu'on attribue à l'exercice d'un pouvoir de marché horizontal. Notamment durant la deuxième phase de la crise (octobre à décembre 2000), un nombre inhabituel de centrales ont été déclarées hors service. Entre les mois de novembre 2000 et mai 2001, environ 35% du total des capacités installées (16000 MW) n'étaient pas disponibles à la production, soit près de deux fois les taux historiques d'interruption de service prévu et forcé. D'un côté, les autorités californiennes soutiennent que des capacités ont été stratégiquement retenues ; et de l'autre côté, les producteurs maintiennent que ces interruptions sont dues aux pannes générées par la sur-utilisation des unités pendant la pointe estivale, à la mise en place de systèmes de contrôle des NOx, ou encore à cause d'autres contraintes environnementales.

Pour JOSKOW & KAHN (2002), de nombreuses capacités ont produit moins d'électricité qu'il aurait été possible de générer à des coûts marginaux en dessous du prix de marché. A partir d'une analyse de la rétention de capacité, ils mettent en évidence qu'il existe un écart entre les niveaux maximums de production potentiellement réalisables et les niveaux de production observés. En outre, cette différence ne peut être expliquée par une estimation raisonnable des défaillances des centrales ou par les exigences en services auxiliaires de l'opérateur du système. De même, BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002) montrent que la hausse des dépenses d'électricité de 2,04 à 8,98 milliards de dollars

---

<sup>28</sup> Bien que ces deux analyses utilisent la même approche, celle de WOLFRAM (1999), elles diffèrent par le choix des données. JOSKOW & KAHN (2002) utilisent des données publiquement disponibles, tandis que BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002) utilisent des données confidentielles. En outre, il faut noter que les travaux de JOSKOW & KAHN (2002) sont antérieurs à ceux de BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002).

entre les étés 1999 et 2000 est due pour 59% à l'augmentation du pouvoir de marché. Etant donnée la diminution de la disponibilité des importations en 2000, il est clair que les cinq plus grands producteurs californiens, entre autres, ont su profiter de la baisse de l'élasticité de la demande résiduelle d'électricité s'adressant à eux en pratiquant de la rétention de capacité.

Cependant, il faut prendre ces mesures avec précaution car bien que ces deux analyses prennent en compte de nombreux paramètres (les prix des NOx notamment), elles ne peuvent tout englober. Entre autre, ces simulations n'évaluent pas les restrictions environnementales autres que les NOx, les congestions, l'impact des coûts de démarrage et de non utilisation de la capacité, les rigidités de fonctionnement des centrales, ... (HARVEY & HOGAN, 2001). C'est ainsi que des inefficiences des marchés peuvent être assimilées à de la rétention de capacité anticoncurrentielle.

Néanmoins, bien qu'on puisse émettre des réserves quant au degré avec lequel un pouvoir de marché a été exercé en Californie, il est clair que l'augmentation des coûts marginaux peut inciter à pratiquer la rétention de capacité et donc conduire à des hausses substantielles de prix. C'est ce que nous tenterons de montrer en ce qui concerne les prix des permis d'émission en proposant une analyse qui va au-delà de la simple internalisation des externalités.

#### **4. Le rôle des marchés de permis dans les stratégies d'exercice d'un pouvoir de marché sur le marché de l'électricité**

Jusqu'ici, nous avons vu que du fait de l'internalisation des externalités par les firmes, une augmentation des prix des permis engendrait un accroissement de même valeur du prix de l'électricité. Dans ce qui suit, nous montrerons que sous certaines conditions, un marché de permis peut avoir des conséquences sur l'incitation et la capacité des producteurs d'électricité à exercer un pouvoir de marché horizontal<sup>29</sup>. Dans un premier temps, nous présenterons le problème à la lueur de la crise californienne ; et dans un deuxième temps, nous tenterons d'identifier les causes, les conséquences et les solutions possibles en fonction des différents types de marché des permis qui peuvent exister (types de polluants, règles, structure du marché, ...).

---

<sup>29</sup> A partir de maintenant, nous entendons par pouvoir de marché, le pouvoir de marché horizontal par la stratégie de rétention de capacité.

#### **4.1. L'identification empirique de l'augmentation du prix de l'électricité par l'utilisation stratégique du marché de permis**

Il a été identifié par JOSKOW & KAHN (2002) et BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002) que l'un des facteurs déclenchant de la crise californienne était les hauts niveaux de prix des permis sur les NOx. Pour ces auteurs, les prix élevés des permis résultent d'une pression à la hausse de la demande de permis consécutive à l'accroissement de la demande d'électricité en 2000 et 2001. Cependant, aucune analyse des prix et des volumes d'échange du marché de permis n'a été menée pour confirmer cette explication. Notamment, l'augmentation du prix des permis peut résulter d'autres facteurs tels que des comportements stratégiques de la part des producteurs d'électricité. En se basant sur une analyse des chroniques de prix et des volumes de transactions sur le marché de permis, KOLSTAD & WOLAK (2003) suggèrent que les générateurs d'électricité ont pu utiliser le marché des permis pour augmenter les prix de gros de l'électricité et ainsi accroître leurs profits.

##### **4.1.1. Les hypothèses de KOLSTAD & WOLAK (2003)**

KOLSTAD & WOLAK (2003) font trois hypothèses sur l'utilisation du marché des permis pour augmenter le prix de l'électricité.

Premièrement, il faut savoir que toutes les centrales au gaz californiennes ne sont pas concernées par le programme RECLAIM. En effet, seulement 60 % des centrales au gaz installées en Californie font partie de la zone géographique du SCAQMD. Dans ces conditions, 40% des centrales au gaz ne participent pas aux échanges de permis d'émission sur les NOx et reçoivent un profit additionnel lorsqu'elles sont appelées car elles sont rémunérées au même prix de marché (incluant le coût des NOx) que les centrales qui participent au marché des permis. Pour cette raison, un producteur d'électricité qui possède des centrales à l'intérieur et à l'extérieur de la zone géographique du SCAQMD peut trouver un intérêt à élever le prix des permis pour augmenter ses profits sur les centrales qui ne supportent pas le coût des permis.

Deuxièmement, la stratégie d'élévation du prix des permis peut également être profitable pour un générateur dont toutes les centrales sont contraintes par le marché de permis. Compte tenu de l'hétérogénéité des taux d'émissions de NOx des centrales au gaz, une augmentation du prix des permis provoque une disparité des hausses des coûts marginaux de production de l'électricité (cf. Figure 3, p. 34). Ainsi, plus un générateur possède de capacités peu émettrices et plus il profite d'un accroissement du prix des permis sur les NOx car le prix fixé sur le marché de l'électricité est égal à celui offert par la dernière centrale (très émettrice) appelée.

Et troisièmement, quelle que soit la stratégie d'achat sur le marché des permis, les producteurs d'électricité, dont au moins une partie des centrales font partie de la zone géographique du SCAQMD, peuvent avoir intérêt à retenir des capacités peu émettrices pour rendre plus probable le fait que leurs capacités très émettrices (incluant le prix des permis) soient appelées et que le prix de l'électricité s'élève. Donc, plus le prix des permis s'élève et plus les producteurs peuvent avoir intérêt à faire fonctionner leurs installations les plus polluantes.

C'est ainsi qu'on peut supposer que les générateurs d'électricité se sont servis du marché de permis sur les NOx pour justifier les offres de prix de l'électricité élevées qu'ils ont pratiqué pour les faibles quantités additionnelles d'électricité qui fixent le prix de marché. Dans ce cas, l'analyse des prix et des volumes d'échanges des permis sur les NOx devrait montrer que les producteurs d'électricité n'ont acheté qu'un nombre limité de permis à des prix prohibitifs. En particulier, on remarque que les millésimes 2000 et 2001 présentent par rapport aux autres années : une taille moyenne des transactions<sup>30</sup> inférieure ; un nombre total de transactions plus important ; un prix moyen et un écart-type des prix des permis plus grand. En d'autres termes, il apparaît que le marché des permis n'était pas liquide, ce qui est cohérent avec les différentes hypothèses car dans ces conditions l'achat ou la vente de petites quantités de permis sont susceptibles d'en augmenter substantiellement le prix.

#### **4.1.2. L'étude économétrique des hypothèses de KOLSTAD & WOLAK (2003)**

A partir de ces différentes hypothèses, KOLSTAD & WOLAK (2003) ont mis en place une étude économétrique qui aboutit aux résultats suivants.

Premièrement, en 2000 et 2001, les producteurs d'électricité dont les centrales sont soumises au programme RECLAIM ont acheté des permis à un prix plus important que les autres participants (non électriciens) à ce marché de permis ; alors qu'en 1998 et 1999, les prix payés pour obtenir des permis ont été statistiquement uniformes entre les différents participants (électriciens et non électriciens). En particulier, c'est l'enchère de type paid-as-bid du programme RECLAIM qui permet aux producteurs d'électricité d'augmenter le prix des permis sans influencer sur le prix payé par les participants qui veulent acheter des permis au prix le plus bas. C'est ainsi qu'en moyenne et par rapport aux non électriciens, les producteurs d'électricité dont toutes les centrales participent au programme RECLAIM ont payé les permis à un prix supérieur de 11 à 17 % pour les millésimes 2000 et de 13 à 31 % pour les millésimes 2001 ; en ce qui concerne les producteurs d'électricité qui possèdent des centrales à l'intérieur et à l'extérieur de la zone géographique du SCAQMD, les prix payés

---

<sup>30</sup> Nombre moyen de permis par transaction.

pour obtenir des permis ont été supérieurs de 21 à 27 % pour les millésimes 2000 et de 25 à 30 % pour les millésimes 2001.

Deuxièmement, la comparaison pour chaque centrale des productions horaires observées et des productions horaires évaluées selon le benchmark<sup>31</sup> de concurrence incluant le prix des NOx ne justifie pas pour l'année 2000 le fonctionnement intensif des centrales très émettrices, et ceci spécialement durant les heures où les prix de l'électricité reflètent le plus l'exercice d'un pouvoir de marché. En d'autres termes, les unités de production qui ont des coûts des permis élevés ont produit plus d'électricité par rapport à l'ordre de mérite qui aurait prévalu dans un marché concurrentiel. Ce résultat appuie l'idée selon laquelle les générateurs ont retenu des capacités peu polluantes de manière à augmenter la probabilité que les capacités très intensives en émissions de NOx fixent le prix de marché de l'électricité.

Et troisièmement, l'analyse des offres de prix des cinq plus importants producteurs californiens<sup>32</sup> indique que les trois producteurs qui possèdent des centrales dans la zone géographique du SCAQMD n'ont pas traité les coûts d'émissions de NOx de la même manière que les coûts des combustibles pour élaborer leurs stratégies d'offre de prix sur le marché en temps réel. Cela signifie que trois générateurs parmi les cinq plus importants de Californie se sont servis du marché de permis sur les NOx pour justifier les offres de prix de l'électricité élevées qu'ils ont pratiqué pour les faibles quantités additionnelles d'électricité qui fixent le prix de marché.

#### **4.2. Le rôle des marchés de permis d'émission dans l'incitation à la rétention de capacité**

Les marchés la veille pour le lendemain et d'ajustements en temps réels sont généralement conçus sur la base d'enchères à prix uniforme<sup>33</sup>. Dans une enchère à prix uniforme, toutes les offres retenues sont rémunérées au même prix de marché correspondant au montant de l'offre de la dernière unité achetée sur le marché. Si les enchères portent sur une unité simple, par exemple dans le cas d'une concession d'un service public à une seule firme, alors la fixation du prix ne dépend pas directement des décisions des agents et ces derniers ne sont pas incités à faire des offres au-dessus de leurs coûts. En revanche, si les enchères portent sur des unités multiples, les propriétés de révélation réelle des coûts s'amenuisent. Tel est le cas dans les marchés électriques où les producteurs proposent des

---

<sup>31</sup> Emprunté à BORENSTEIN, BUSHNELL & WOLAK (2002)

<sup>32</sup> AES/Williams, Duke, Dynegy, Reliant et Mirant.

<sup>33</sup> Une exception concerne le programme NETA qui est organisé selon une enchère discriminante (pay-as-bid auction). Dans ce type d'enchères, chaque agent dont l'offre est retenue est payé au prix qu'il a lui-même proposé. On obtient alors des prix différenciés et donc une discrimination des gagnants.

offres de prix pour plusieurs capacités de production. Néanmoins, l'enchère à composantes multiples (multi-unit auction) permet de se rapprocher du merit order obtenu dans le cas d'un monopole verticalement intégré. En effet, les producteurs d'électricité indiquent les prix minimums pour lesquels ils sont prêts à fournir une certaine quantité d'énergie en effectuant diverses propositions de couples « prix-quantité ». A partir de ces offres, il est possible d'établir un plan de production c'est-à-dire une courbe d'offre qui va déterminer pour une période donnée les différentes unités qui vont satisfaire à moindre coût la demande.

Dans ce qui suit, nous tentons d'établir les conditions selon lesquelles un producteur d'électricité peut être incité à retenir des capacités pour augmenter ses profits. Dans un premier temps, nous considérerons un marché de l'électricité qui n'est pas adossé à un marché de permis d'émission ; et dans un second temps, nous étudierons un marché de l'électricité adossé à un marché de permis. Nous montrerons alors que l'existence des permis renforce l'incitation à retenir des capacités.

#### **4.2.1. Les incitations à la rétention de capacités lorsque le marché de l'électricité n'est pas adossé à un marché de permis d'émission**

Considérons un producteur d'électricité évoluant sur un marché de l'électricité fonctionnant selon une enchère à prix uniforme. Plus particulièrement, nous choisissons pour notre exposé le cas le plus classique d'un générateur qui met aux enchères des capacités de production sur le marché la veille pour le lendemain sur lequel est échangé des contrats d'une durée d'une heure. La Figure 4 (p. 34), représente la construction de l'ordre de mérite et la rémunération des centrales qui en découle lorsque le générateur n'exerce pas son pouvoir de marché. L'axe des abscisses correspond aux capacités disponibles mesurées en MWh et l'axe des ordonnées aux coûts exprimés en €/MWh<sup>34</sup>. Le producteur possède cinq capacités de productions notées  $K_1, \dots, K_5$ . Les enchères qu'il effectue, représentées en gris clair, sont supposées refléter ses coûts marginaux de production notés  $Cm_1, \dots, Cm_5$ . La demande d'électricité est représentée par la ligne verticale  $D_1$  (demande rigide au prix). Le prix de marché auquel est rémunéré chaque centrale est déterminé par l'enchère de la dernière unité de production appelée. Cette capacité dont l'enchère croise la droite de demande  $D_1$  est appelée la capacité marginale car elle fixe le prix de marché au niveau de son coût marginal de production. En outre, on désigne aussi par les termes inframarginales et supramarginales, les centrales qui sont respectivement appelées (à gauche de la droite  $D_1$ ) et non appelées (à droite de la droite  $D_1$ ). En ce qui concerne les profits, ils sont représentés par l'aire en gris foncé compris entre le prix de marché et les coûts marginaux de production de chaque

---

<sup>34</sup> Ces deux mesures sont exprimés en MWh et non en MW parce que les contrats ont une durée d'une heure.

capacité et sont notés  $\Pi_1, \dots, \Pi_5$ . À partir de ce cadre général, nous pouvons montrer que le producteur peut augmenter ses profits en retenant des unités (une seule ici).

Sur la Figure 5 (p. 35), on suppose que le générateur retient sa capacité  $K_5$ . Ainsi, il provoque un déplacement de la droite de demande  $D_1$  en  $D_2$  d'un montant correspondant au nombre de MW de la capacité  $K_5$  qui n'est plus disponible<sup>35</sup>. De cette manière, le prix de marché augmente jusqu'en  $P_2$  puisqu'il est désormais fixé au niveau de l'enchère (plus élevée) d'une centrale qui n'était jusqu'alors pas appelée. En termes de profits, le générateur supporte d'un côté une perte de profit  $\Pi_5$  liée à la rétention de capacité (coût d'opportunité de la rétention) ; mais d'un autre côté, il retire un extra-profit global égal à la somme des extra-profits réalisés au niveau de chaque centrale (ces derniers sont représentés en gris très foncé et notés  $\Delta\Pi_1, \dots, \Delta\Pi_5$  sur le graphique). Dans cet exemple, la stratégie de rétention de capacité est positive pour le générateur car la hausse de prix a été suffisamment importante pour que la somme des extra-profits soit supérieure au coût d'opportunité de la rétention.

Si par ailleurs, le générateur décide de retenir la capacité  $K_4$  plutôt que la capacité  $K_5$ , il apparaît que cette stratégie est moins profitable malgré que les capacités  $K_4$  et  $K_5$  soient de tailles équivalentes (cf. Figure 6, p. 35). En effet, le coût d'opportunité de la rétention est plus important car les coûts marginaux de production de la centrale  $K_4$  sont plus élevés. Ainsi, il apparaît qu'entre deux capacités de tailles équivalentes, une firme préférera toujours retenir la plus coûteuse. Cependant, dans la réalité, la stratégie de rétention de capacité peut être légèrement différente de celle qui est théoriquement optimale. C'est-à-dire qu'un producteur d'électricité peut délibérément retenir une unité de production de façon sous optimale. Il est par exemple préférable pour un générateur de retenir des unités de semi-pointe plutôt que des unités de pointe pour que la détection de l'exercice d'un pouvoir de marché soit plus compliquée pour les autorités de surveillance des marchés. Bien évidemment, une telle stratégie conduit à des profits inférieurs à la solution théoriquement optimale mais est plus prudente. En d'autres termes, cela signifie que pour que la stratégie de rétention de capacité soit profitable et difficilement détectable par les autorités de surveillance des marchés, le générateur doit posséder de nombreuses centrales proches de l'unité marginale pour pouvoir retenir une centrale presque aussi coûteuse que sa dernière centrale appelée sans pour autant que le coût d'opportunité de la rétention de capacités soit trop élevé.

---

<sup>35</sup> Il faut remarquer que bien que la demande se déplace, elle reste identique.

En résumé, il apparaît que lorsque le marché électrique n'est pas adossé à un marché de permis, l'incitation à la rétention de capacité est d'autant plus forte que :

- le nombre d'unités inframarginales que la firme possède est grand ;
- les offres des unités supramarginales sont élevées (offres émanant des concurrents ou de la firme elle-même) ;
- les capacités de production de la firme sont bien localisées sur la courbe d'offre (de nombreuses centrales proches de la capacité marginale) ;
- la firme peut coopérer de manière implicite avec d'autres générateurs pour atteindre un équilibre de marché. Dans ce cas, l'incitation à la rétention de capacité est d'autant plus grande que la firme possède des unités supramarginales susceptibles d'être appelées.

#### **4.2.2. Les incitations à la rétention de capacité lorsque le marché de l'électricité est adossé à un marché de permis d'émission**

Si l'on considère maintenant que les producteurs d'électricité sont contraints par un marché de permis d'émission négociables. Dans ces conditions, chaque générateur va inclure dans ses offres de couples prix-quantités le coût de la pollution<sup>36</sup>. Au niveau de chaque centrale, ce coût de la pollution correspond au produit entre le prix *SPOT* des permis, le taux d'émission de polluants (exprimé par exemple en Kg de CO<sub>2</sub> par MWh) et la capacité disponible en MWh de la centrale considérée. Autrement dit, le coût de la pollution équivaut au produit entre le prix des permis et le nombre de permis nécessaires pour que la centrale considérée puisse produire pendant une heure. Ce produit est logiquement inclus dans le coût marginal de production car d'une manière générale, en produisant, le générateur supporte soit un coût d'achat des permis (cas d'un générateur ne possédant pas de permis), soit un coût d'opportunité (cas d'un producteur possédant des permis) qui correspond au profit que le générateur aurait pu réaliser en vendant les permis sur le marché.

Dans tous les cas, l'introduction d'un marché de permis peut d'une part modifier l'ordre de mérite qui prévalait jusqu'alors, et peut d'autre part augmenter l'incitation à la rétention de capacité même si le générateur est preneur de prix sur le marché des permis. C'est sur ce deuxième effet que nous concentrons maintenant notre propos en cherchant à déterminer, suivant un ordre de mérite donné, les conditions suivant lesquelles il peut émerger (règles du marché des permis et structures en coûts des producteurs). Pour atteindre cet objectif, nous considérerons premièrement, le cas très particulier d'un producteur d'électricité qui possède des taux de pollution homogènes entre ses centrales ; et deuxièmement, nous généraliserons

---

<sup>36</sup> Pour simplifier notre exposé, nous supposerons toujours dans ce qui suit, un producteur d'électricité qui met aux enchères des contrats d'une durée d'une heure sur le marché la veille pour le lendemain.

au cas d'un producteur d'électricité qui possède des taux de pollution hétérogènes entre ses centrales.

▪ *Homogénéité des taux de pollution entre les centrales*

Considérons un producteur d'électricité se trouvant être différent de l'exemple précédent mais qui possède également cinq capacités de production. Ce générateur agit sur un marché de gros de l'électricité qui est adossé à un marché de permis, et par conséquent, il inclut le coût des permis dans ses offres de prix. Plus précisément, ce producteur possède des coûts de production et de pollution qui sont respectivement hétérogènes et homogènes entre les centrales. Par ailleurs, on fait l'hypothèse que la structure en coûts de ce producteur ne varie pas dans le temps, c'est-à-dire que les choix de production et d'échange de permis ne peuvent pas être modifiés par des investissements visant à améliorer l'efficacité productive ou environnementale du parc de production. Enfin, on suppose que le marché des permis est concurrentiel et que de ce fait, le volume des transactions du producteur d'électricité considéré n'a aucune influence sur le prix de marché des permis.

La Figure 7 (p. 36) représente le classement des capacités dans l'ordre croissant des propositions de couples prix-quantités des différents producteurs. Les notations établies pour les figures précédentes restent les mêmes à la différence qu'on y rajoute les coûts de pollution de chaque centrale notés  $Cp_1, \dots, Cp_5$ . Comme dans un premier temps les taux de pollution sont homogènes entre les centrales, alors  $Cp_1 = Cp_2 = \dots = Cp_5$ . Afin de montrer que la structure institutionnelle du marché de permis d'émission joue un rôle important dans l'incitation à la stratégie de rétention de capacité, nous considérons un cas particulier où la rétention de la capacité inframarginale la plus coûteuse (capacité  $K_5$ ) conduit à une augmentation des profits exactement égale au profit sacrifié, c'est-à-dire que  $\sum \Delta \Pi_i = \Pi_5$ . De cette manière, le choix de retenir ou de ne pas retenir la capacité  $K_5$  dépend uniquement de la valeur que porte le producteur aux permis.

Dans un premier temps, nous ferons l'hypothèse que la période d'échange de permis est de même durée que celle du contrat horaire échangée sur le marché de l'électricité (une heure ici) et que la mise en réserve de permis d'une période d'échange pour une autre période d'échange n'est pas autorisée. Dans ces conditions, il apparaît que le générateur est indifférent entre ne pas retenir et retenir la capacité  $K_5$ . En effet, le producteur d'électricité doit être immédiatement en conformité avec la contrainte environnementale, ce qui signifie que les permis qu'il utilise pour produire ont une valeur unique, celle qui prévaut à ce moment là sur le marché *SPOT* des permis<sup>37</sup>. Supposons que la distribution initiale des

---

<sup>37</sup> On suppose ici que le prix des permis est fixé une fois toutes les heures de telle manière que le prix des permis et le prix de l'électricité sont fixés en simultanée.

permis<sup>38</sup> permet au générateur de détenir suffisamment de permis pour fonctionner à pleine capacité. Dans ce cas, lorsque le producteur produit la capacité  $K_5$ , il obtient une rémunération  $Cp_5$  de l'utilisation des permis égale à celle qu'il aurait obtenue immédiatement en vendant ses permis sur le marché des permis. En fait, tout se passe comme si le producteur vendait virtuellement ses permis aux consommateurs d'électricité. En revanche, supposons que la distribution initiale des permis ne soit pas favorable au générateur de telle manière qu'il est obligé d'acheter des permis pour produire la capacité  $K_5$ . Dans ce cas, le coût d'achat des permis qu'il fait supporter aux consommateurs est strictement égal au prix qu'il paie immédiatement sur le marché des permis. En conclusion, lorsque la période d'échange de permis est de même durée que la période d'échange d'électricité et que la mise en réserve de permis n'est pas autorisée, les permis n'incitent pas le générateur à pratiquer la stratégie de rétention de capacité parce que le producteur connaît de manière certaine sa position finale vis-à-vis des permis, c'est-à-dire si il est demandeur ou vendeur net de permis et à quel prix.

En revanche, si nous faisons maintenant l'hypothèse que la période d'échange de permis inclus plusieurs enchères sur les marchés électriques, la situation du producteur se modifie parce qu'il ne connaît pas de manière certaine sa position finale vis-à-vis des permis. En effet, le générateur est d'une part en incertitude sur le prix futur des permis ; et d'autre part, il est en incertitude sur l'état futur de la demande d'électricité et donc ignore le montant de permis qu'il pourra vendre ou devra acheter à la fin de la période d'échange de permis. Dans ces conditions, il semblerait que le producteur n'est plus indifférent entre retenir et ne pas retenir la capacité  $K_5$ . Tout dépend en fait de ses anticipations concernant les évolutions de la demande d'électricité, du prix de l'électricité, du prix des permis ainsi que de son aversion pour le risque.

Si par exemple le producteur craint une hausse future du prix des permis, il est clair qu'il préférera retenir la capacité  $K_5$  plutôt que de ne pas la retenir. En effet, si il pense qu'à la fin de la période d'échange, il sera vendeur net de permis, il est plus profitable pour lui de ne pas produire aujourd'hui pour économiser des permis, c'est-à-dire de ne pas vendre virtuellement ses permis aux consommateurs au prix d'aujourd'hui pour les vendre plus chers demain sur le marché des permis. En revanche, si le générateur pense qu'il sera à la fin de la période d'échange demandeur net de permis, alors ne pas produire est une solution sûre et simple en termes de gestion de portefeuille de permis puisque le producteur n'a pas à choisir le moment où il doit acheter ses permis. En d'autres termes, on peut dire que ne pas produire réduit la position du producteur face au risque de prix des permis. De plus, les permis d'émission sont des actifs stratégiques, et donc toute opportunité d'économie de permis

---

<sup>38</sup> Distribution initiale des permis gratuite suivant par exemple le niveau historique des émissions.

s'avère être une stratégie positive. En effet, garder des permis en portefeuille apporte de la flexibilité dans le sens où en cas de fortes hausses de prix des permis et de l'électricité, la compagnie qui aura de nombreux permis en banque pourra produire et recevoir des profits élevés.

En résumé, la Figure 7 (p. 36) sous-entend qu'à profit immédiat égal, la firme préférera ne pas produire et économiser des permis plutôt que de produire et devoir acheter des permis ou devoir puiser dans son stock de permis. Notons par ailleurs, que dans le cas de taux de pollution homogènes entre les firmes, la stratégie de rétention de capacité d'une unité inframarginale plus coûteuse serait une stratégie sous optimale. Dans ce qui suit, nous verrons que des taux de pollution hétérogènes entre les firmes peut modifier ce résultat.

▪ *Hétérogénéité des taux de pollution entre les centrales*

Si l'on considère maintenant que les coûts de production et de pollution du générateur ne sont plus respectivement hétérogènes et homogènes entre les centrales mais tous les deux hétérogènes. Dans ces conditions, on peut déterminer deux sous cas. Dans le premier cas, on considère que les coûts de pollution de chaque centrale évoluent de façon croissante avec l'ordre de mérite. Plus précisément, on fait l'hypothèse que  $Cp_1 < Cp_2 < Cp_3 < Cp_4 < Cp_5$  (cf. Figure 8, p. 36). Et dans le deuxième cas, on considère que les coûts de pollution de chaque centrale n'évoluent pas de façon croissante avec l'ordre de mérite. Pour notre exposé, on supposera par exemple que la dernière capacité appelée  $K_5$  possède des coûts de pollution supérieurs à l'avant-dernière centrale appelée  $K_4$ , c'est-à-dire  $Cp_4 > Cp_5$  (cf. Figure 10, p. 37).

Si dans un premier temps, nous faisons à nouveau l'hypothèse que la période d'échange de permis est de même durée que celle du contrat horaire échangée sur le marché de l'électricité (une heure ici) et que la mise en réserve de permis d'une période d'échange pour une autre période d'échange n'est pas autorisée. Dans ces conditions, on retrouve la même conclusion que lorsque les taux de pollution sont homogènes entre les centrales : le générateur est indifférent entre ne pas retenir et retenir la capacité  $K_5$  parce qu'il connaît de manière certaine sa position finale vis-à-vis des permis.

En revanche, si nous faisons maintenant l'hypothèse que la période d'échange de permis inclus plusieurs enchères sur les marchés électriques, le résultat obtenu précédemment avec des taux de pollution homogènes entre les centrales diffère en fonction de la structure en coûts de production et de pollution du générateur.

Dans le premier cas, lorsque les coûts de pollution de chaque centrale évoluent de façon croissante avec l'ordre de mérite (cf. Figure 8, p. 36), on retrouve encore les mêmes

conclusions que celles obtenues précédemment avec des taux de pollution homogènes entre les centrales.

Dans le deuxième cas, lorsque les coûts de pollution n'évoluent pas de manière croissante avec l'ordre de mérite, il peut émerger des situations où  $Cp_4 > Cp_5$ . Dans de telles conditions, les principes relatifs à l'exercice d'un pouvoir de marché se modifient. Par exemple, si l'on compare la Figure 9 (p. 37) et la Figure 10 (p. 37), on remarque que pour des capacités de production de tailles équivalentes ( $K_4$  et  $K_5$ ), il peut être plus avantageux pour la firme de retenir l'unité inframarginale la moins coûteuse des deux ( $K_4$ ) plutôt que l'unité inframarginale la plus coûteuse des deux ( $K_5$ ). Cet avantage provient du fait que le coût de la pollution de la centrale  $K_4$  est bien supérieur au coût de la pollution de la centrale  $K_5$ . Etant donné que les coûts d'opportunité de la rétention sont très proches  $\Pi_4 \simeq \Pi_5$ , il semble plus avantageux pour le producteur de retenir la capacité  $K_4$  plutôt que la capacité  $K_5$  parce qu'en agissant ainsi, la compagnie d'électricité économise un grand nombre de permis et ne renonce qu'à une faible part de profit.

Lorsque le marché de l'électricité est adossé à un marché de permis, l'incitation à la rétention de capacité est d'autant plus forte que :

- le nombre d'unités inframarginales que la firme possède est grand ;
- les offres des unités supramarginales sont élevées (offres émanant des concurrents ou de la firme elle-même) ;
- les capacités de production de la firme sont bien localisées sur la courbe d'offre (de nombreuses centrales proches de la capacité marginale) ;
- la firme peut coopérer de manière implicite avec d'autres générateurs pour atteindre un équilibre de marché ;
- la firme possède des unités inframarginales très émettrices et des unités supramarginales peu émettrices ;
- le marché des permis est volatil et que les perspectives de prix élevés des permis sont grandes.

## 5. Conclusion

En résumé, lorsque le générateur doit être immédiatement en conformité avec la contrainte environnementale et que les permis ne peuvent pas être mis en réserve, il apparaît que la stratégie de rétention de capacité n'est pas affectée positivement ou négativement par l'existence de permis d'émission. En revanche, lorsque la période d'échange de permis est suffisamment longue pour inclure de nombreuses enchères électriques et que la mise en

réserve de permis est autorisée<sup>39</sup>, alors la stratégie de rétention de capacité est affectée positivement par l'existence de permis d'émission.

Etant donné que cette dernière situation correspond à la conception des marchés de permis existant dans la pratique, il semble donc important que les régulateurs redoublent de vigilance concernant les stratégies de rétention de capacité. Si la détection de telles stratégies était déjà difficile sans permis d'émission, elle va être encore plus compliquée avec l'existence de permis d'émission. En particulier, les quotas de pollution compliquent la détection de l'exercice d'un pouvoir de marché parce qu'avec ces derniers la rétention d'une unité inframarginale plus coûteuse peut être une stratégie optimale. Ainsi, les autorités de surveillance des marchés électriques vont en plus des structures en coût de production devoir désormais porter leur attention sur les structures en taux de pollution des firmes pour déceler les exercices d'un pouvoir de marché.

---

<sup>39</sup> L'emprunt de permis n'est pas considéré dans notre analyse car pour des raisons environnementales cette pratique n'est pas autorisée dans les programmes. En effet, l'emprunt de permis permet aux compagnies de repousser à une date future leurs réductions d'émission, ce qui n'est pas acceptable pour l'environnement d'autant plus que cette pratique augmente fortement les risques de lobbying de la part des pollueurs pour réduire la contrainte environnementale en fin de programme.

## 6. Figures

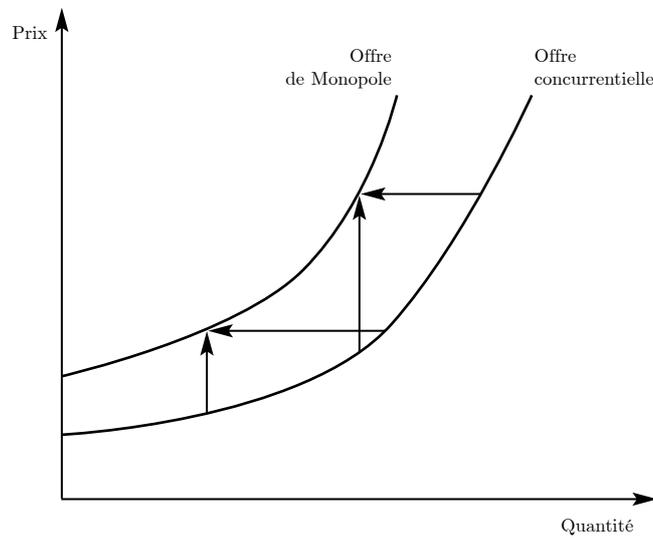


Figure 1 – Equivalence entre la rétention de capacité et la rétention financière  
d'après STOFT (2002)

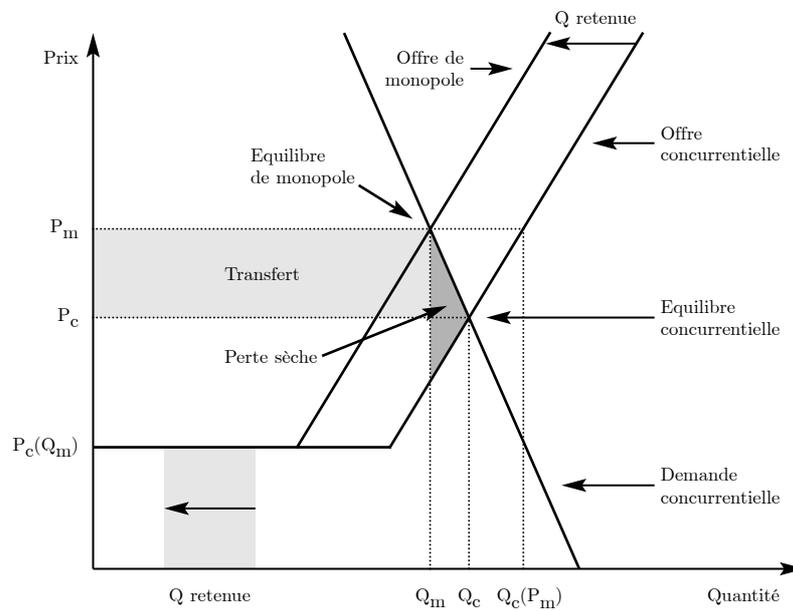
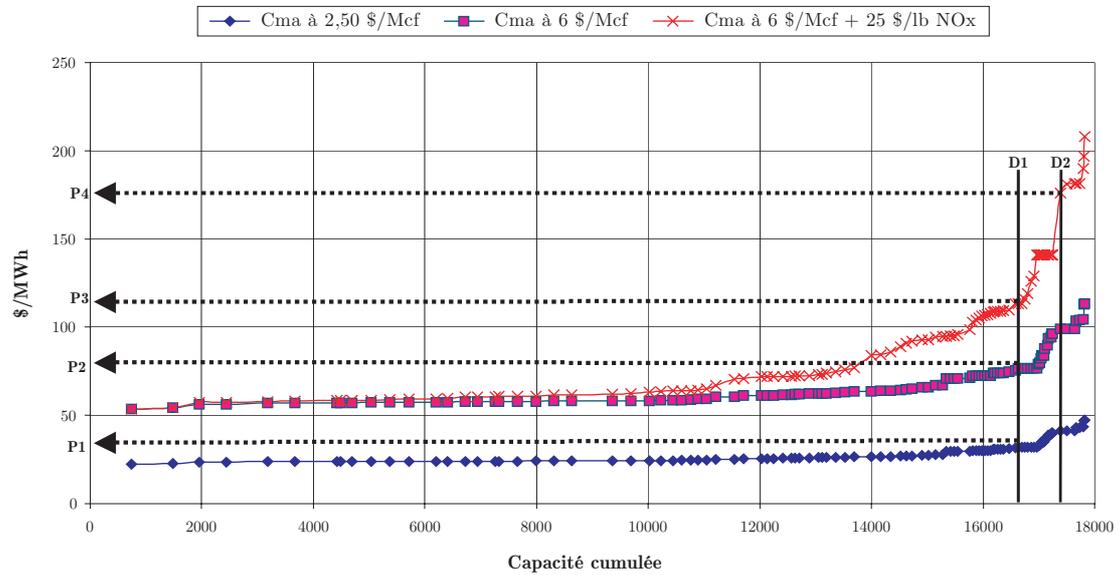
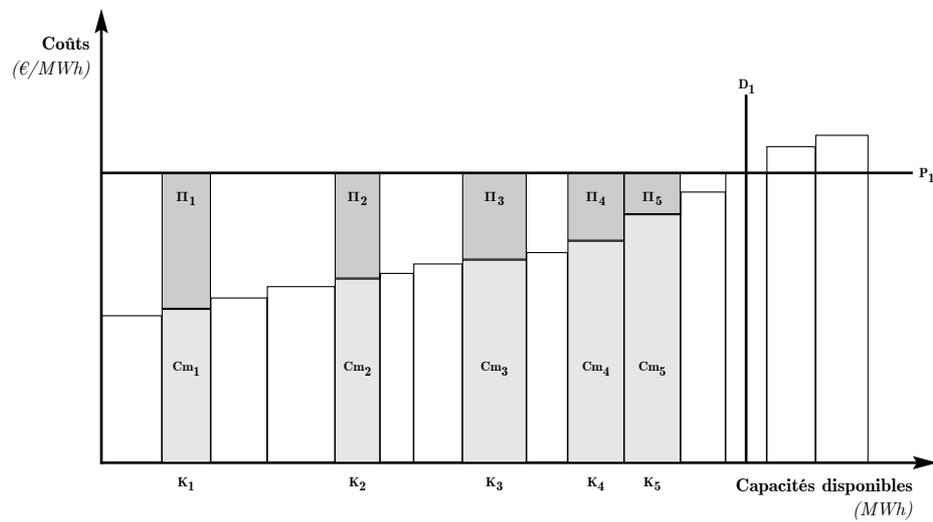


Figure 2 – Principe et conséquences de la stratégie de rétention de capacité  
d'après STOFT (2002)



**Figure 3 – Coûts marginaux de production l'électricité des centrales au gaz californiennes suivant les prix du gaz et des NOx**  
*d'après JOSKOW (2001)*



**Figure 4 - La rémunération des centrales dans un marché de gros l'électricité fonctionnant selon une enchère à prix uniforme**

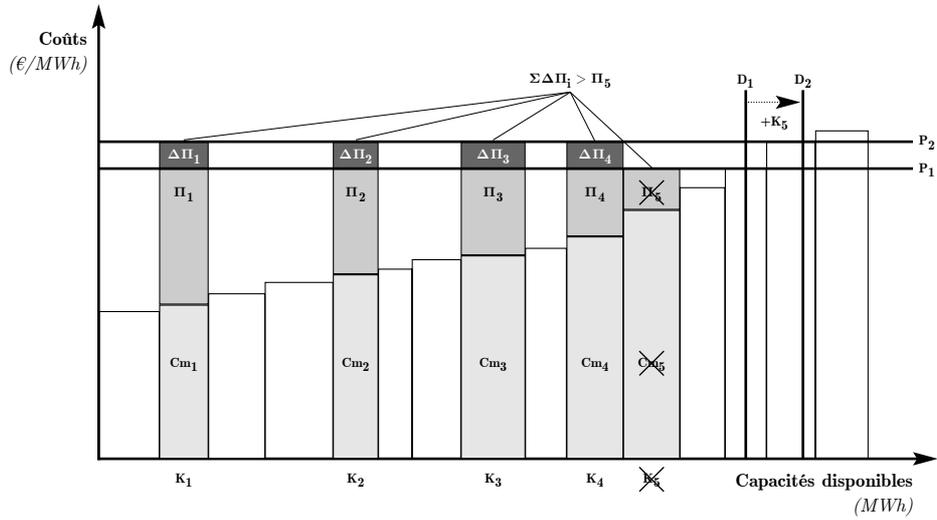


Figure 5 – Les résultats de la rétention de capacité de l'unité inframarginale la plus coûteuse

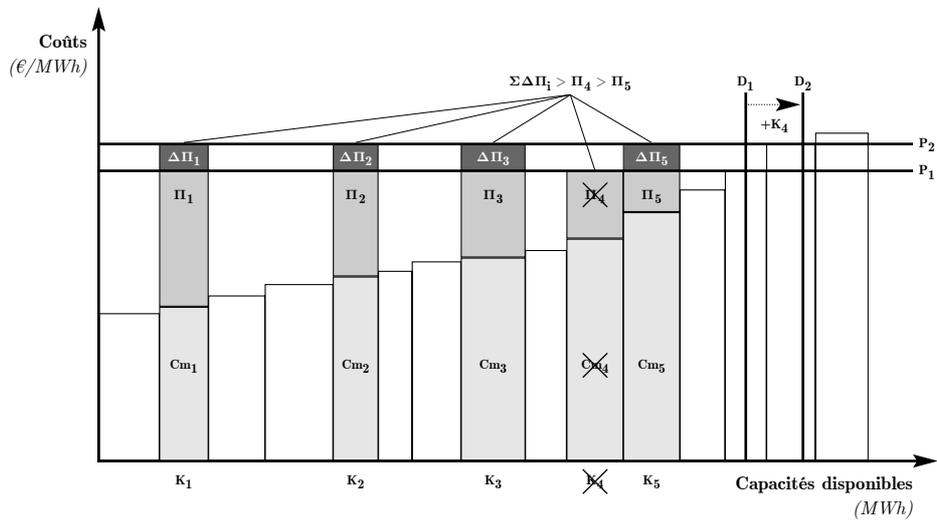


Figure 6 – Les résultats de la rétention de capacité d'une unité inframarginale moins coûteuse

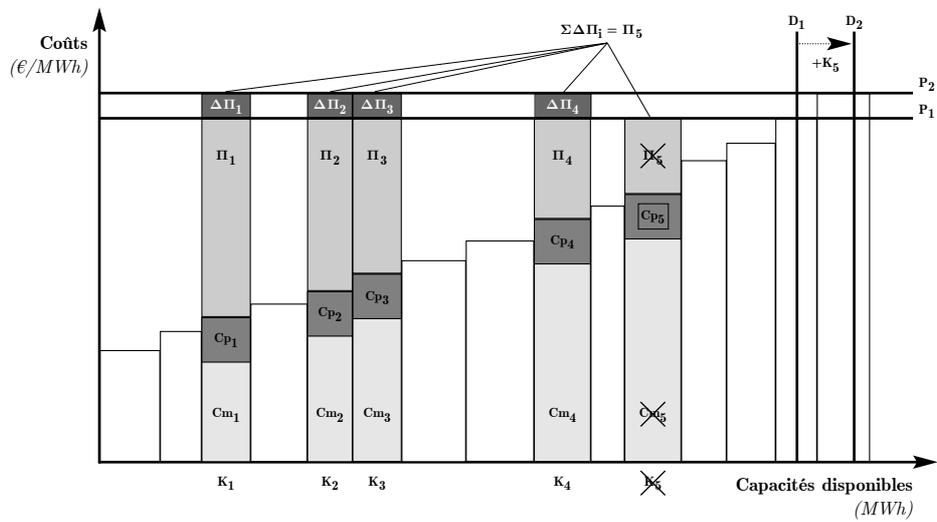


Figure 7 - Les incitations à la rétention de capacité lorsque le générateur possède des taux de pollution homogènes entre les centrales

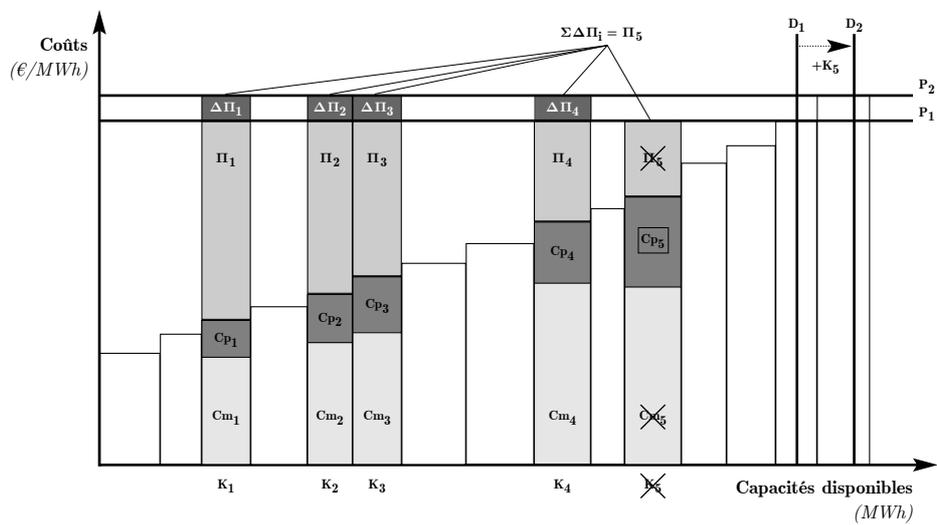


Figure 8 - Les incitations à la rétention de capacité lorsque les taux de pollution de chaque centrale évoluent de façon croissante avec l'ordre de mérite



## 7. Bibliographie

BORENSTEIN S., BUSHNELL J., WOLAK F.A., (2000), « Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market », POWER Working Paper, PWP-064, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

BORENSTEIN S., BUSHNELL J., WOLAK F.A., (2002), « Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market », American Economic Review, December : 1367-1405.

BOUTTES J.P., TROCHET J.M., (2002), « Marchés de Gros et Bourses d'Electricité en Europe et aux Etats-Unis : Où en sommes-nous ? », Communication à la Conférence Jules Dupuit, 5 décembre 2002, Ecole des Ponts, Paris.

BUSHNELL J., SARAVIA C., (2002), « An Empirical Assessment of the Competitiveness of the New England Electricity Market », CSEM Working Paper Series, WP101, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

CIARRETA A., ESPINOSA M.P., (2004), « Market Power in the Spanish Wholesale Electricity Market », Conference on Competition and Coordination in the Electricity Industry, January 16-17, Toulouse, France.

CLASTRES C., SEVI B., (2003), « Marchés SPOT et Marchés Financiers de Couverture dans les Industries du Gaz et de l'Electricité », Economies et Sociétés, 9 (2-3) : 495-511.

FABRA N., (2001), « Market Power in Electricity Markets », European University Institute, PhD. Thesis, Florence.

FINON D., (2001), « L'Intégration des Marchés Electriques Européens : de la Juxtaposition de Marchés Nationaux à l'Etablissement d'un Marché Régional », Economies et Sociétés, 8 (1-2) : 55-87.

GREEN R., NEWBERY D., (1992), « Competition in the British Electricity SPOT Market », Journal of Political Economy, 100 (5) : 929-953.

GUTH L.A., (1998), « An Overview of Market Power Issues in Today's Electricity Industry », The Electricity Journal, July : 13-21.

HALSETH A., (1998), « Market Power in the Nordic Electricity Market », Utilities Policy, 7 : 259-268.

HARVEY S.M.H., HOGAN B., (2001), « Identifying the Exercise of Market Power in California », Working Paper, J.F. Kennedy School of Government, Harvard University.

JOSKOW P., (2001), « California's Electricity Crisis », NBER Working Paper, W8442, Cambridge, Massachusetts.

JOSKOW P., KAHN E., (2002), « A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity market during Summer 2000 : The Final Word », *The Energy Journal*, 23 (4) : 1-36.

JOSKOW P.L., SCHMALENSEE R., (1983), « Markets for Power », Cambridge, MIT Press, Massachusetts.

KLEMPERER P.D., MEYER M.A., (1989), « Supply Function Equilibria », *Econometrica*, 57 : 1243-1277.

KOLSTAD J.T., WOLAK F.A., (2003), « Using Environmental Emissions Permit Prices to Raise Electricity Prices : Evidence from the California Electricity Market », CSEM Working Paper Series, WP113, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

LAURIE R.A., (2001), « Distributed Generation : Reaching the Market Just in Time », *The Electricity Journal*, 14 (2) : 87-94.

LAVE L., PEREKHODSTEV D., (2001), « Capacity Withholding Equilibrium in Wholesale Electricity Markets », CEIC Working Paper, No. CEIC-01-01, Carnegie Mellon University, Pittsburgh.

MANSUR E.T., (2001a), « Pricing Behavior in the Initial Summer of the Restructured PJM Wholesale Electricity Market », POWER Working Paper, PWP-083, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

MANSUR E.T., (2001b), « Environmental Regulation in Oligopoly Markets : A Study of Electricity Restructuring », POWER Working Paper, PWP-088, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

MAS-COLLEL A., WHINSTON A., GREEN J., (1995), « Microeconomic Theory », New York, Oxford University Press.

MICHALET C.-A., (2001), « Les Fusions-Acquisitions dans le Secteur Energétique : L'Impact de la Globalisation », *Economies et Sociétés*, 8 (1-2) : 89-105.

MORK E., (2001), « Emergence of Financial Markets for Electricity : A European Perspective », *Energy Policy*, 29 : 7-15.

PERCEBOIS J., (1989), « Economie de l'Energie », *Economica*, Paris.

PERCEBOIS J., (1999), « L'Apport de la Théorie Economique aux Débats Energétiques », Revue de l'Energie, 509 : 473-488.

PERCEBOIS J., (2003), « Ouverture à la Concurrence et Régulation des Industries de Réseaux : Le cas du Gaz et de l'Electricité », Revue d'Economie Publique, 12 (1).

PEREZ Y., (2002), « L'Analyse Néo-Institutionnelle des Réformes Electriques Européennes », Thèse de Doctorat, Université Paris I Panthéon-Sorbonne.

PULLER S.L. (2000) « Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market », POWER Working Paper, PWP-080, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

SPEAR S. E., (2003), « The Electricity Market Game », Journal of Economic Theory, 192 (2) : 300-323.

STAROPOLI C., (2001), « Conception de Marchés Efficaces pour les Secteurs Déréglementés : le Cas des Marchés de Gros d'Electricité », Thèse de Doctorat, Université Paris I Panthéon-Sorbonne.

STOFT S., (2002), « Power System Economics : Designing Markets for Electricity », New York, Wiley-IEEE Press.

VON DER FEHR N.-H., HARBORD D., (1998), « Competition in Electricity SPOT Markets : Economic Theory and International Experience », Department of Economics, University of Oslo.

WILSON R., (2002), « Architecture of Power Market », Econometrica, 70 (4) : 1299-1340.

WOLAK F.A., (2003), « Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets : the California Market, 1998-2000 », American Economic Review, 93 (2) : 425-430.

WOLAK F.A., PATRICK R.H., (1997), « The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market », POWER Working Paper, PWP-047, University of California Energy Institute, Berkeley, California.

WOLFRAM C.D. (1998), « Strategic Bidding in a MultiUnit Auction : An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales », RAND Journal of Economics, 29 (4) : 703-25.

WOLFRAM C.D. (1999), « Measuring Duopoly Power in the British Electricity SPOT Market », American Economic Review, 89 (4) : 805-26.

## **LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN\***

<b>95.01.01</b>	<i>Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis</i> Corazón M. SIDDAYAO
<b>96.01.02</b>	<i>Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International</i> Bernard SANCHEZ
<b>96.02.03</b>	<i>R&amp;D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable</i> Jean-Christophe POUDOU
<b>96.03.04</b>	<i>Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France</i> Henri PIATIER
<b>97.01.05</b>	<i>Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?</i> Corazón M. SIDDAYAO
<b>97.02.06</b>	<i>Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»</i> François MIRABEL
<b>97.03.07</b>	<i>Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries</i> Corazón M. SIDDAYAO
<b>97.04.08</b>	<i>La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition</i> Jacques PERCEBOIS
<b>97.05.09</b>	<i>Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière</i> Evariste NYOUKI
<b>97.06.10</b>	<i>Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF</i> Jérôme BEZZINA
<b>98.01.11</b>	<i>Substitution entre Capital, Travail et Produits Énergétiques : Tentative d'application dans un cadre international</i> Bachir EL MURR
<b>98.02.12</b>	<i>L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants</i> Alain MATHIEU
<b>98.03.13</b>	<i>Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur</i> Agnès d'ARTIGUES
<b>99.09.14</b>	<i>La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni</i> Laurent DAVID
<b>99.11.15</b>	<i>L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
<b>99.12.16</b>	<i>Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau</i> Alain MATHIEU
<b>00.05.17</b>	<i>Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau</i> Laurent DAVID et François MIRABEL
<b>00.09.18</b>	<i>Corporate Realignment in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?</i> Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
<b>00.10.19</b>	<i>La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle</i> Marie-Laure GUILLERMINET

\* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

<b>01.01.20</b>	<i>The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies</i> Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
<b>01.02.21</b>	<i>Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès</i> Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
<b>01.06.22</b>	<i>Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale</i> Cécile BAZART
<b>01.06.23</b>	<i>La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences</i> Cécile BAZART
<b>01.09.24</b>	<i>Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen</i> David KOLACINSKI
<b>01.10.25</b>	<i>Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque</i> Pierre TAILLANT
<b>02.01.26</b>	<i>Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique</i> Bachir EL MURR
<b>02.06.27</b>	<i>De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances</i> Christian PONCET
<b>02.06.28</b>	<i>Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier</i> Jean-Christophe POUDOU
<b>02.06.29</b>	<i>Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach</i> Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
<b>02.07.30</b>	<i>Will broadband lead to a more competitive access market ?</i> Edmond BARANES et Yves GASSOT
<b>02.07.31</b>	<i>De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof</i> David KOLACINSKI
<b>02.07.32</b>	<i>Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie</i> Alain LAPOINTE
<b>02.07.33</b>	<i>Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development</i> Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>02.09.34</b>	<i>Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres</i> David KOLACINSKI
<b>02.09.35</b>	<i>La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire</i> Marie-Laure GUILLERMINET
<b>02.09.36</b>	<i>Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas</i> Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
<b>03.10.37</b>	<i>Competition And Mergers In Networks With Call Externalities</i> Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
<b>03.10.38</b>	<i>Mining and Incentive Concession Contracts</i> Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
<b>03.11.39</b>	<i>Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>03.11.40</b>	<i>Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne</i> Jacques PERCEBOIS
<b>03.11.41</b>	<i>Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case</i> François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>03.11.42</b>	<i>Stockage et Concurrence dans le secteur gazier</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU

<b>03.11.43</b>	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
<b>04.01.44</b>	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
<b>04.05.45</b>	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
<b>04.06.46</b>	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaite</i> Olivier ROUSSE
<b>04.07.47</b>	<i>Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies</i> , Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>04.07.48</b>	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
<b>04.08.49</b>	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
<b>04.10.50</b>	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS
<b>04.10.51</b>	<i>Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétention de Capacité</i> Olivier ROUSSE