

présentation  
pour la Conférence Jules Dupuit du 5 décembre 2002

# **Marchés de gros et bourses de l'électricité en Europe et aux Etats-Unis : où en sommes-nous ?**

Jean-Paul BOUTTES et Jean-Michel TROCHET <sup>(1)</sup>

## Résumé

Les marchés de gros et les bourses de l'électricité connaissent depuis cinq ans un développement considérable aux Etats-Unis et en Europe. La richesse et la diversité des expériences et débats accumulés aujourd'hui permettent de faire un bilan rendant compte aussi bien d'exemples jugés relativement réussis jusqu'à présent que de l'échec de la Californie. Mais la jeunesse des expériences au regard des constantes de temps d'un secteur particulièrement capitalistique et au regard de l'originalité forte de l'électricité en tant que marchandise (« commodité ») nous invitent à reconnaître qu'il existe encore de nombreuses inconnues et qu'un travail de longue haleine reste à mener pour cerner ce que devraient être des règles de marché efficaces et robustes.

Après une introduction sur les caractéristiques technico-économiques et institutionnelles de l'électricité, la première partie de notre article présentera quelques « faits stylisés » qui ressortent des marchés de gros observés aux Etats-Unis et en Europe. Ces faits nous permettront d'aborder en seconde partie trois questions majeures sujettes à débat : la limitation de l'exercice de pouvoir de marché des acteurs en situation tendue ; les incitations à investir dans les moyens de production ; enfin l'articulation entre les marchés de gros et la gestion du transport.

En conclusion, à partir d'une reprise succincte des enjeux à venir du secteur en Amérique et en Europe, nous esquisserons quelques suggestions concernant les travaux à poursuivre.

---

(1) Jean-Paul BOUTTES est délégué à la stratégie industrielle de la Branche énergies à EDF et professeur chargé de cours en sciences économiques à l'Ecole polytechnique.  
Jean-Michel TROCHET est économiste à la Branche énergies à EDF.  
Les vues exprimées ici sont celles de leurs auteurs et n'engagent pas Electricité de France ni aucun autre organisme.

## SOMMAIRE

<b>Introduction</b> .....	<b>3</b>
1. <u>Des objectifs différents aux Etats-Unis et en Europe pour introduire les marchés de l'électricité</u> .....	3
2. <u>Après 10 ans d'expérimentation, la redécouverte des caractéristiques physiques de l'électricité ?</u>	4
<b>1 Les marchés de gros : principes de fonctionnement et faits stylisés</b> .....	<b>6</b>
1.1 <u>Trois « modèles : pool obligatoire vs contrats bilatéraux, et bourses facultatives</u> .....	6
1.2 <u>Caractéristiques des marchés et mécanismes de formation des prix</u> .....	7
a) <u>Les « fondamentaux », sources de volatilité des prix de l'équilibre offre-demande</u> .....	7
b) <u>Un prix nécessairement très élevé en extrême pointe, hors considération de pouvoir de marché</u> .....	8
c) <u>Les débats autour du pool anglais vont favoriser la coexistence de bourses facultatives et de contrats bilatéraux</u> .....	9
d) <u>produits à terme : un développement considérable mais probablement loin d'assurer totalement les échanges physiques</u> .....	11
1.3 <u>Un développement significatif des marchés et des volumes échangés depuis 10 ans</u> .....	11
a) <u>Les pools en Angleterre (jusqu'en 2001), Espagne, Californie et Nord-Est USA</u> .....	11
b) <u>Les bourses facultatives en Scandinavie et sur la plaque européenne</u> .....	12
c) <u>Exemples de Hubs et OTC organisés avec instruments de couverture afférents</u> .....	12
1.4 <u>Six faits stylisés</u> .....	13
a) <u>Une volatilité des prix spots bien supérieure à d'autres marchés, qui explique le développement parallèle des instruments de couverture</u> .....	13
b) <u>Des soupçons sur l'exercice de pouvoirs de marché en période de pointe</u> .....	14
c) <u>Articulation avec les marchés du gaz et des NOx, du SO2, et demain du CO2</u> .....	14
d) <u>Problèmes soulevés pour les choix d'investissement d'équipements de pointe, voire d'équipement de base</u> .....	14
e) <u>Les obstacles à l'intégration régionale des marchés liés aux contraintes du transport</u> .....	16
f) <u>Temps réel (ajustement, réserves, traitement des écarts) : la complexité des règles du jeu</u> .....	16
<b>2 Questions et objets de débats</b> .....	<b>17</b>
2.1 <u>La limitation de l'exercice de pouvoir de marché en situation tendue</u> .....	17
a) <u>Eléments de raisonnement</u> .....	17
b) <u>Solutions débattues ou expérimentées</u> .....	17
2.2 <u>Incitations à investir</u> .....	18
a) <u>Eléments de raisonnement</u> .....	18
b) <u>Solutions débattues ou expérimentées</u> .....	19
2.3 <u>Articulation production-transport</u> .....	20
a) <u>PJM et nodal-pricing : le modèle de référence actuel de la FERC</u> .....	20
b) <u>Les mécanismes de redispatching du pool britannique jusqu'en 2001</u> .....	21
c) <u>Droits physiques de transit entre pays d'Europe continentale et allocation par enchères « coordonnées »</u> .....	22
<b>Conclusion : enjeux à moyen-long terme et voies à explorer</b> .....	<b>22</b>
A) <u>Aux Etats-Unis, vers une concurrence sous contrôle réglementaire ?</u> .....	22
B) <u>En Europe, une meilleure coordination des GRTs à court terme et l'articulation entre investissement et politique énergétique et environnementale à moyen terme ?</u> .....	23
C) <u>Intégration des marchés, quelques conjectures : d'abord inciter à investir en responsabilisant les acteurs, et l'on maîtrisera plus aisément les pouvoirs de marché.</u> .....	23
<b>Références bibliographiques</b> .....	<b>26</b>
<b>ANNEXE illustrations des volatilités contrastées des prix spots</b> .....	<b>28</b>

---

## Introduction

Rappelons en préambule que le système électrique est un réseau-source alimentant un très grand nombre de clients à partir d'un petit nombre de centrales de production. L'énergie produite par les centrales transite sur les lignes de haute et très haute tensions du réseau de transport maillé sur une zone couvrant un ou plusieurs Etat(s), puis est acheminée sur des réseaux de distribution de moyenne et basse tensions dont l'arborescence permet d'atteindre les clients finals. Le maillon production de la chaîne électrique constitue environ la moitié des coûts complets de l'électricité, le transport un peu moins de 10%, la distribution et la commercialisation couvrant le reste. Les centrales de production (et les infrastructures de réseau) ont des durées de vie de 30 à 60 ans et des délais de construction de 2 à 6 ans. La forte intensité capitalistique du secteur se traduit par un volume de capitaux engagés atteignant 2 à 3 fois le chiffre d'affaires.

Après une phase initiale de concurrence au début du XX<sup>ème</sup> siècle, le secteur s'est développé dans les pays industrialisés dans le cadre de monopoles intégrant l'ensemble des maillons de la chaîne sur une zone géographique et régulés par les pouvoirs publics ou des commissions de régulation. Compte tenu de cet héritage, il est utile d'évoquer les raisons qui ont amené les Etats à réformer leur secteur en y (ré)introduisant la concurrence.

Dans ce nouveau cadre, les réseaux de transport et de distribution demeurent des monopoles régulés ; la concurrence affecte ainsi essentiellement la production d'électricité ainsi que la relation au client (commercialisation).

Dans les débats européens, on parle surtout de l'accès des tiers aux réseaux pour désigner l'ouverture des réseaux aux clients finals, c'est-à-dire la possibilité pour le client de choisir la centrale de son choix en payant un droit d'accès au réseau ; paiement qui ouvre droits à injection et soutirage aux points de localisation respectifs de la centrale et du consommateur. Dans ce cadre, le marché de gros est le lieu où se confrontent l'offre des producteurs et la demande des grands clients et des « commercialisateurs » ou « fournisseurs », i.e. des acheteurs en gros qui revendent au détail aux petites entreprises et aux clients domestiques.

Les marchés de gros peuvent aussi exister sans ouverture des réseaux aux clients finals, comme dans de nombreuses régions des Etats-Unis où les acteurs sont alors les opérateurs historiques, des producteurs indépendants et des distributeurs municipaux publics. Les traders et les brokers, acteurs importants, achètent et revendent sur ces marchés de gros et contribuent à leur liquidité.

### **1. Des objectifs différents aux Etats-Unis et en Europe pour introduire les marchés de l'électricité**

#### **a) Aux Etats-Unis, les réformes ont été engagées pour faire face à des défauts de réglementation considérés comme excessifs.**

##### **(i) L'introduction de marchés de gros au niveau fédéral**

L'Energy Policy Act de 1992 permet l'émergence de producteurs indépendants et de traders, en leur donnant la possibilité de négocier librement les termes de l'échange (« market-based rates »). On était en effet dans un système où –héritage de l'histoire (Loi PUHCA 1935)- les compagnies ne pouvaient exercer leur activité que dans un seul Etat, d'où des réseaux peu développés à l'échelle des Etats-Unis ; et le régulateur fédéral fixait les prix de cession du kWh entre utilities selon des règles administratives lourdes et dissuasives des échanges. De nombreux échanges potentiellement rentables (compte-tenu des fortes différences de coûts entre compagnies) ne pouvaient se réaliser. Les premiers développements vont se faire sous la forme de contrats bilatéraux accompagnés de droits de transit physiques (le long de « contract paths » fictifs).

(ii) L'ouverture de la concurrence aux clients finals dans les Etats à prix élevés

Les clients industriels des Etats à coûts et prix élevés (Californie, Nord-Est) ont fait pression pour avoir la possibilité de s'approvisionner ailleurs dans de meilleures conditions. Ces prix élevés étaient attribués aux « défauts des pouvoirs publics et des régulateurs » (obligation d'achat de cogénération et nucléaire dont les coûts n'avaient pas été maîtrisés). Cette ouverture est de la compétence exclusive de chaque Etat. Elle a donné lieu à la mise en place de « pools obligatoires » et de « bourses organisées » (décrits au §1). Après l'expérience californienne et l'affaire Enron, le mouvement d'ouverture des réseaux aux clients finals est pour le moment arrêté dans la plupart des autres Etats.

**b) En Europe, la mise en place d'un Marché unique de l'électricité ouvert à tous les consommateurs finals**

Comme aux Etats-Unis, les différences régionales de coûts et de prix de l'électricité traduisent pour une large part des politiques énergétiques menées par chaque Etat, le charbon pour l'Allemagne, le fioul pour l'Italie, le nucléaire pour la France... Mais les réformes en Europe se situent dans des contextes industriel et institutionnel différents :

- Les électriciens ont développé après la guerre une meilleure coordination des échanges et des réseaux européens, sans réglementation européenne pour les stimuler ou les limiter <sup>(2)</sup>. Les interconnexions, motivées d'abord pour solidariser et améliorer la sécurité de chaque système, ont aussi permis des échanges économiques d'énergie plus substantiels qu'aux Etats-Unis entre zones de dimension comparable.
- L'ouverture des marchés finals est initiée d'emblée au niveau européen et a pour ambition l'achèvement du Marché intérieur de l'électricité, facteur de compétitivité de l'industrie européenne dans le cadre plus général de la construction européenne et de la mise en place du Marché unique en 1993. L'objectif est de permettre tous les échanges rentables en « oubliant le réseau » (référence aux calculs de « coût de la Non-Europe » par la Commission européenne). Le levier : donner le choix de leur producteur à tous les consommateurs <sup>(3)</sup>.

L'Europe et les Etats-Unis se présentent donc aujourd'hui dans une situation paradoxale :

- un marché final en Europe ouvert à la concurrence à plus de 60% en volume en 2000, probablement à 100% en 2007, mais demeurant ouvert à moins de 40% aux Etats-Unis ;
- des débats publics américains plus avancés qu'en Europe sur le fonctionnement des marchés de gros, avec des aller-retours permanents entre pratiques développées au niveau des Etats et réglementation fédérale (toujours absente en Europe).

**2. Après 10 ans d'expérimentation, la redécouverte des caractéristiques physiques de l'électricité ?**

L'introduction de la concurrence dans le secteur électrique ne pose pas de problème dès lors :

- que les réseaux sont largement dimensionnés – les congestions sont de faible ampleur, et l'on peut « oublier » le réseau et ses interactions avec la production- ;
- que les parcs de production disposent de marges de capacité confortables pour passer les pointes de demande.

---

<sup>(2)</sup> L'acheminement de consommations annuelles du même ordre de grandeur (4000 TWh aux Etats-Unis, 3000 TWh en Europe) est réalisée par cinq fois plus de dispatchings outre Atlantique. En outre, malgré l'existence de quelques « majors », la taille moyenne des utilities américaines est quatre fois moindre que celle de leurs homologues européennes.

<sup>(3)</sup> pour une analyse plus approfondie de la genèse des débats sur l'accès des tiers au réseau aux Etats-Unis puis en Europe, voir [Bouttes Leban 1995], [Bouttes Trochet 1995] et [Bouttes Leban Lederer 1993].

Lorsque l'on relâche l'une de ces hypothèses, les caractéristiques physiques de l'électricité –faible élasticité de la demande à court terme, non stockabilité, lois de Kirchhoff et caractère « systémique » de la sécurité du réseau en temps réel- réapparaissent et rendent la gestion de marchés de l'électricité délicate. On devine déjà en filigrane qu'au-delà de ces questions liées à la gestion proche du temps réel, les enjeux décisifs se situent à l'articulation entre marchés de l'électricité et incitations à un juste dimensionnement des capacités de production et de transport (dans un secteur dont on a déjà donné la mesure de l'intensité capitalistique).

**(i) En tant que marché de « commodités », l'électricité présente 2 particularités majeures :**

- elle n'est pas stockable, à la différence des marchés pétroliers ou gaziers ; sa production, livraison et utilisation physiques sont simultanées ; c'est pourquoi la demande la veille pour le lendemain, commandée par les nécessités des usages finals, est inélastique aux variations non anticipées de prix, sauf pour les clients disposant à la fois de moyens indirects de stockage comme certains usages à accumulation et équipements d'auto-production, et des infrastructures adéquates (mais coûteuses) de comptage et de télécommunications pour être informés et réagir aux signaux volatils des marchés de gros.
- les équipements de production ont des durées de vie supérieures à 30 ans, ce qui est source d'antagonisme entre des producteurs devant assurer leurs investissements par des contrats de fourniture de long terme et des consommateurs finals certes avertis aux risques de prix à court terme mais peu disposés à des engagements contractuels de fourniture au-delà de deux ans (qui peut anticiper le volume voire la localisation de sa consommation à 5 –10 ans ?)

Nous verrons plus loin combien ces caractéristiques sont structurantes sur les questions de pouvoirs de marché et d'incitations aux investissements des producteurs.

**(ii) Les lois physiques de Kirchhoff ajoutent 2 particularités au transport de cette «marchandise».**

- le « croisement de deux MWh » sur une ligne a une résultante nulle sur la charge de la ligne (à la différence des marchandises et des voyageurs transportés en train). La France pourrait ainsi importer le double de ses exportations, soit un tiers de sa consommation intérieure.
- la répartition physique des volumes transités entre lignes d'un réseau maillé implique qu'un échange France-Belgique passe en partie par l'Italie (ou un échange entre Québec et New-York passe en partie par le Midwest) et peut donc être contraint par les capacités France-Italie même si les lignes France-Belgique ne sont pas saturées (un déraillement de chemin de fer sur Valence-Rome n'aurait pas cet impact significatif et instantané sur la ligne Paris Bruxelles).

De fait, nous ne pourrions pas éviter, malgré la tentative de faire le plus possible abstraction du réseau pour se focaliser sur les marchés de gros, d'examiner en quoi ces caractéristiques rendent l'articulation entre production et transport particulièrement délicate (cf §2.3).

**(iii) Pour toutes ces raisons, un déséquilibre local peut susciter en quelques minutes un effondrement général du réseau européen (effet château de cartes) et ne peut pas être évité par des mécanismes de marché dans cet intervalle de temps réduit : l'autorité hiérarchique d'un gestionnaire de réseau de transport (GRT) est impérative « en J » (i.e. au cours de la journée). Elle prend 2 formes alternatives :**

- dans des systèmes comme le pool anglais en vigueur jusqu'en 2001, le GRT orchestre au sein de la journée tous les moyens de production raccordés sur son réseau et est l'intermédiaire unique des acteurs du marché de gros ayant arrêté la veille leurs négociations commerciales entre eux ou via les bourses d'échange ;
- dans des systèmes comme la Scandinavie, l'Angleterre aujourd'hui ou la Californie avant 2001, les acteurs peuvent négocier des transactions commerciales bilatérales ou enchérir sur des bourses infra-journalières. Les acteurs paient alors au GRT des pénalités financières élevées en cas d'écart

entre leurs engagements contractuels annoncés et leur production-consommation réelles, en contrepartie des délais réduits de réaction dont le GRT dispose pour les corriger en temps réel.

Comme pour le transport, la gestion du temps réel apparaît donc délicate et contribue largement à la complexité des règles techniques auxquelles les acteurs du marché de gros sont confrontés (l'un des « faits stylisés évoqués au §1.4). Pour circonscrire notre propos, nous choisirons néanmoins de laisser de côté les questions et débats associés au temps réel, malgré leurs enjeux.

En définitive, l'essentiel de notre attention portera sur l'équilibre offre-demande en « J-1 » (la veille pour le lendemain), incluant l'ensemble des négociations contractuelles entre producteurs, traders et fournisseurs ainsi que les bourses d'échange, et en ignorant le réseau (réintroduit en discussion seulement au §2.3).

---

## 1 Les marchés de gros : principes de fonctionnement et faits stylisés

### 1.1 Trois « modèles : pool obligatoire vs contrats bilatéraux, et bourses facultatives

Dans tous les systèmes, les transactions commerciales « spots » <sup>(4)</sup> qui s'achèvent pour passer le relai au gestionnaire de réseau la veille pour le lendemain (en J-1) ou à quelques heures du temps réel (H-x), doivent être contractuellement équilibrées. Cette responsabilité est assurée auprès du GRT par un nombre réduit d'acteurs du marché de gros, aux dénominations diverses selon les pays et qualifiés ici de « responsables d'équilibres ».

**(i)** Dans le **pool obligatoire « pur »**, l'entité dénommée « pool » gère en J-1 une bourse avec une procédure de confrontation entre des producteurs (offre) et des fournisseurs (demande) pour 24 produits définis heure par heure, ou 48 produits définis demi-heure par demi-heure. Une fois la procédure achevée, le pool est l'unique responsable d'équilibre du système devant le GRT, porteur d'une somme de programmes contractuels de production équilibrant globalement à chaque heure la demande prévisionnelle. Dans ce type de système, les contrats bilatéraux sont uniquement des contrats d'assurances financières face aux variations de prix du pool (« contrats pour différence »).

Le pool obligatoire transpose de fait en mécanisme institutionnel de marché le dispatching économique réalisé par l'électricien traditionnel doté d'un parc de production diversifié.

**(ii)** Dans un système de **transactions bilatérales « pures »**, les multiples responsables d'équilibre sont les porteurs des transactions spot négociées « Over The Counter » (OTC) en J-1. Chaque responsable d'équilibre doit pouvoir présenter en J-1 au GRT un programme équilibré de production-consommation sommant heure par heure l'ensemble des engagements contractuels bilatéraux dont il est porteur.

Les contrats bilatéraux s'inscrivent dans la continuité des échanges traditionnels entre compagnies d'électricité connexes, accompagnés de droits physiques de transit sur les réseaux, et soumis à l'autorisation des dispatchers au vu des capacités de transport et d'interconnexion disponibles.

**(iii)** Les systèmes de « **bourse facultative** » font coexister bourse d'échange spot et transactions bilatérales : les acteurs optent librement entre les deux types de transactions. Les responsables d'équilibre incluent un responsable particulier en charge du programme équilibré issu de la bourse.

---

<sup>(4)</sup> dénomination courante adoptée ici, qui fait référence aux échanges commerciaux entre offreurs et demandeurs au plus court terme. En toute rigueur, on pourrait les qualifier de contrats à terme (de quelques heures), les seuls échanges physiques spots étant ceux coordonnés en temps réel par le gestionnaire de réseau.

<b>Exemples</b> (commentés au §1.3)	<b>en Europe</b>	<b>aux Etats-Unis</b>
pools « obligatoires »	Pool anglais avant 2001, OMEL (Espagne)	Californie jusqu'en 2001
bourses facultatives	Nordpool (Scandinavie), EEX (Allemagne), APX (Pays-Bas) Powernext (France)	PJM, New-York, New England
« OTC organisé » et indices	NETA (Angleterre depuis 2001), Suisse	Cinergy, Entergy

## 1.2 Caractéristiques des marchés et mécanismes de formation des prix

### a) Les « fondamentaux », sources de volatilité des prix de l'équilibre offre-demande

L'offre résulte de centrales de production qui présentent des coûts variables très différenciés :

- de 0 à 10 /MWh pour les éoliennes, l'hydraulique fil de l'eau et le nucléaire ;
- de 15 à 45 /MWh pour le charbon et le gaz naturel, intégrant selon les cas des taxes ou des coûts de contraintes sur les émissions de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> (et demain sur le CO<sub>2</sub>) ;
- de 40 à 80 /MWh pour les fiouls lourd et domestique ;
- de 40 à 200 /MWh pour les valeurs d'usage des réservoirs hydrauliques, les importations de secours et l'utilisation des moyens thermique au-delà des limites habituelles de fonctionnement.

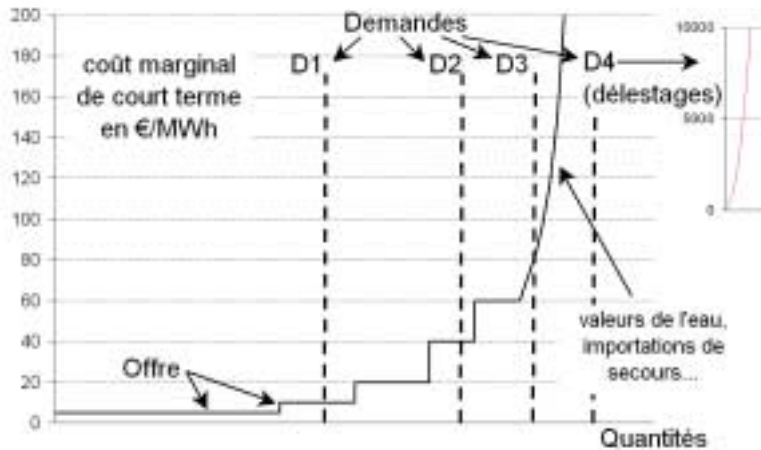
Les quantités disponibles de chacun de ces paliers dépendent en outre des aléas d'indisponibilité pour les centrales thermiques et des apports naturels en eau (hydraulicité) pour les centrales hydrauliques.

Pour la demande, on peut distinguer, en simplifiant :

- des grands clients industriels, qui peuvent présenter le cas échéant des capacités d'effacement lorsqu'ils disposent d'équipements multi-énergies capables de réagir à un signal de prix en J-1, mais qui, pour une part importante de leur consommation globale, ne peuvent généralement pas réagir aux variations journalières de prix non connues d'avance.
- des « fournisseurs » (supplieurs) en charge d'un portefeuille de clients domestiques, professionnels et industriels avec des contrats dont les prix sont fixés pour un an ou davantage, et dont l'inélasticité de la demande aux variations journalières de prix est encore plus marquée compte tenu de dispositifs existants plus « sommaires » de comptage. Le coût des compteurs électroniques horaires et des dispositifs de télécommunications associés évolue à la baisse et pourrait un jour devenir attractif pour la clientèle de masse relativement aux enjeux de diminution de facture. Mais il reste aujourd'hui le plus souvent dissuasif pour cette clientèle.

Par ailleurs, dans les deux cas, il est difficile et coûteux dans un système ouvert de mettre en place des mécanismes de délestage différenciés en fonction de chaque client ou de chaque commercialisateur.

On peut donc en première approximation retenir que la demande est pour l'essentiel inélastique, fortement variable dans le temps (heures pleines/heures creuses ; hiver/été) et selon les aléas (éclairage selon la nébulosité du ciel, audience des émissions de télévision, température et chauffage électrique ou climatisation...).



**variabilité du  
coût marginal de court terme  
équilibrant offre-demande**

- de 1 à 10 en heures « normales » (entre 10 et 100 /MWh) ;
- de 1 à 100 en période tendue de risque de délestage (entre 100 et 10000 /MWh) de probabilité annuelle très faible et difficile à évaluer

Au regard du graphique ci-dessus, on devine que les aléas conjugués de l'offre et de la demande conduisent à une volatilité importante du coût marginal de court terme, i.e. du prix d'équilibre d'un marché qui serait parfaitement concurrentiel (absence totale d'exercice de pouvoir de marché). Ce constat est observable en situation normale d'un système suffisamment dimensionné, hors situation d'extrême pointe et de risque de délestage.

Les périodes de saturation des capacités de production et de risque de délestage posent un problème spécifique que nous allons maintenant aborder.

**b) Un prix nécessairement très élevé en extrême pointe, hors considération de pouvoir de marché**

Ce problème est classiquement connu des électriciens confrontés, au temps du monopole régulé, au choix de dimensionnement des capacités des moyens de pointe. La question était alors de trouver un dimensionnement « raisonnable », n'exigeant pas de satisfaire toute la demande pour tous les aléas possibles de la nature (y compris ceux qui n'arrivent qu'une fois tous les 50 ans comme par exemple certaines années hydrauliques sèches). Ce choix implique d'accepter une certaine « défaillance », i.e. un délestage d'une petite partie de la demande quelques heures par an en espérance, pour assurer en particulier le maintien de la fréquence et éviter l'effondrement du système.

Soit  $\gamma$  la « valeur » en /MWh attribuée à cette défaillance, sur laquelle nous allons revenir. Soit  $A$  l'amortissement annuel d'investissement d'un équipement de moyen de pointe en /MW, et soit  $C$  le coût variable de combustible de cet équipement. En régime stationnaire, le dimensionnement optimal des moyens de pointe doit conduire à une espérance  $H$  de durée annuelle de situation de délestage telle que  $A + C H = \gamma H$ . Une connaissance de la valeur « explicite » de délestage de la demande, i.e. ce que les clients sont prêts à payer pour ne pas être délestés, permet de calculer  $H$ . A défaut de cette connaissance explicite difficile à estimer,  $H$  peut alternativement constituer l'hypothèse de qualité « physique » admissible du système décidée par les pouvoirs publics. On déduit alors « implicitement »  $\gamma$  à partir de cette qualité et du coût du moyen de pointe ( $\gamma = C + A/H$ ). Le tableau ci-dessous fixe quelques ordres de grandeur :

coût d'investissement  $A = 40$  /kW garanti et coût variable de combustible  $C = 80$  /MWh

espérance $H$ de durée en nombre d'heures par an	5 h	50 h	500 h
espérance $H$ de durée en % de la durée annuelle	0,05%	0,5%	5%
coût implicite $\gamma = C + A/H$	8080 /MWh	880 /MWh	160 /MWh

Ainsi un coût implicite « peu » supérieur au coût variable de combustible implique d'accepter d'être en situation de délestage plusieurs centaines d'heures par an. Inversement une haute qualité de



service signifie implicitement une valeur très élevée de défaillance (supérieure à 8080 /MWh moins de 5 heures par an) <sup>(5)</sup>.

Au « temps » du monopole régulé, l'arbitrage sur la qualité de service acceptable était réalisé par les pouvoirs publics, le monopole construisant ses moyens pour satisfaire ce choix et étant rémunéré en conséquence. Avec l'introduction des marchés de gros, cet arbitrage prend une forme différente. En l'absence de réponse explicite de demande (sauf pour une frange apte à s'effacer pour des signaux souvent peu supérieurs aux coûts de combustible), les pouvoirs publics et/ou le régulateur doivent choisir un « price-cap » permettant au système de trouver une solution en période tendue : en l'absence de cet indicateur, le prix peut en effet déraiser « à l'infini », et ce indépendamment de toute considération de pouvoir de marché. Dans ce cas on retrouve un arbitrage des pouvoirs publics similaire à celui effectué du temps du monopole régulé : soit le price-cap est inférieur à 200-300 /MWh, auquel cas les producteurs investiront un volume d'équipement de pointe autorisant de longues durées de délestage ; soit, si les pouvoirs publics veulent une qualité de service élevée, le price-cap doit être supérieur 5000-8000 /MWh. Notons que le « price-cap » de 1000 \$/MWh de la FERC en vigueur sur la côte Est <sup>(6)</sup> traduit ainsi « implicitement » une exigence modérée de qualité de service.

Soulignons que le présent raisonnement est mené en dehors de toute considération de pouvoir de marché des acteurs, et en supposant également l'anticipation parfaite de ces derniers sur l'espérance de la durée moyenne H de délestage au cours des années à venir, hypothèse fragile dans un système en croissance faible et pour lequel les erreurs éventuelles de sur-investissement mettent beaucoup de temps à être rattrapées (incitant mécaniquement les investisseurs à la prudence).

### **c) Les débats autour du pool anglais vont favoriser la coexistence de bourses facultatives et de contrats bilatéraux**

Au début des années 90, le modèle de marché de l'électricité est le pool anglais. Les économistes l'ont rapidement analysé en mobilisant la théorie des enchères multi-unitaires : un commissaire-priseur en charge de satisfaire la demande d'électricité chaque heure du lendemain reçoit les offres en prix-quantités des producteurs, et les empile par ordre de prix croissant jusqu'à satisfaire cette demande. Le prix de la dernière offre retenue fournit le prix d'équilibre de ce marché : on parle d'enchères multi-unitaires à prix uniforme (ou non-discriminatoires). Il était alors tentant de rapprocher les systèmes fondés sur des contrats bilatéraux des enchères à prix discriminatoires (ou « pay as bid ») : les producteurs soumettent des couples prix-quantités comme ci-dessus, mais ils sont rémunérés sur la base de leur offre de prix, et non du prix de la dernière offre retenue.

Il fallait vérifier rapidement que l'introduction de la concurrence amenait bien les baisses de prix espérées à court terme et pour cela comparer les différents mécanismes de marché possibles au regard des deux objectifs suivants :

- atteindre l'optimum de production, i.e. vérifier que les centrales étaient bien appelées par ordre de coûts variables –principalement de coûts de combustible- croissants (« l'ordre de mérite » ou « merit order » qui était l'un des principes de base de la gestion des dispatchings économiques des monopoles intégrés) ;
- éviter l'exercice de pouvoir de marché des producteurs.

Ces premières analyses ont conduit à critiquer le système d'enchères à prix uniforme essentiellement pour l'exercice de pouvoir de marché qu'il permettait <sup>(7)</sup> :

---

<sup>(5)</sup> La description des « paysages » de délestage est en réalité plus complexe mais n'altère pas notre analyse, sauf à en renforcer ses conclusions.

<sup>(6)</sup> Cf [FERC 2002 c] §400 p.223.

<sup>(7)</sup> débats évoqués par [Shuttleworth 2002] et [Fabra-Von der Fehr-Harbord 2002].

- un producteur qui détient un parc diversifié, avec des centrales de base « infra-marginales » et des centrales de pointe ou de semi-base qui font le prix d'équilibre (selon les heures), peut avoir intérêt à monter son prix d'offre sur les centrales potentiellement « marginales » pour faire monter le prix d'équilibre (et à baisser le prix d'offre de ses centrales « infra-marginales » pour dissuader ses concurrents de baisser leurs prix afin de prendre des parts de marché significatives : plus les courbes d'offre sont raides, plus on se rapproche du comportement du monopole) ;
- un tel système d'enchères répétées avec des informations relativement transparentes en particulier sur le prix d'équilibre et les quantités produites par chaque acteur permet plus aisément de mettre en place des ententes explicites (et de déclencher les sanctions pour ceux qui dévient), et peut-être des collusions « tacites ».

Ainsi, même avec une structure de marché relativement concurrentielle, une enchère fondée sur l'annonce par les producteurs de « courbes d'offre » (quantités fonctions des prix) et sur une certaine transparence entre les acteurs pouvait conduire à des résultats proches du comportement d'un monopole : certains experts ont ainsi mis en avant la possibilité d'introduire un peu « d'opacité » via des contrats bilatéraux, et ont recommandé l'abandon des pools obligatoires. D'où, en particulier, le remplacement en 2001 du pool anglais par NETA (New Electricity Trading Arrangement). Le modèle de la deuxième partie des années 90 devient alors « Nordpool » en Scandinavie, en particulier parce qu'il autorise des contrats bilatéraux à côté des transactions effectuées au sein de la bourse d'échange.

Ces résultats économiques ont depuis quelques années fait l'objet de controverses :

- Si l'enchère à prix uniforme respecte l'ordre de mérite, ceci n'est pas évident pour l'enchère discriminatoire : dans ce cas les producteurs vont annoncer un prix qui reflète leur meilleure anticipation du « prix de marché » ; si celle-ci est par erreur un peu forte pour une centrale en base, cette dernière peut alors ne pas être mobilisée pour satisfaire la demande...
- D'un point de vue théorique, pour avoir les résultats précédents concernant les pouvoirs de marché, il faut que les courbes d'offre soient continues, et puissent être modifiées dès que la demande change <sup>(8)</sup>. Si l'on se rapproche de la réalité (courbes d'offre discrètes, et identiques en J-1 pour des demandes correspondant à des heures ou des aléas différents), les résultats sont beaucoup moins clairs, et les comportements peuvent se rapprocher d'une concurrence « à la Bertrand ».
- Enfin, la prise en compte d'asymétries d'information entre les acteurs devraient amener les économistes à retenir plutôt le cadre de l'implémentation de mécanismes en bayésien plutôt qu'en Nash, ce qui n'a pas encore été le cas <sup>(9)</sup>.

Comme on le verra ci-dessous, les débats se sont aujourd'hui déplacés vers l'analyse de l'exercice des pouvoirs de marchés en situation tendue, la prise en compte des congestions sur le réseau (« nodal pricing » avec pour nouveau modèle PJM, le système adopté en Pennsylvanie-New-Jersey-Maryland), et les questions liées aux incitations à investir en production et en lignes de transport.

Il reste que la tendance aujourd'hui est bien la mise en place de systèmes « mixtes » : des bourses d'échange facultatives plus ou moins développées avec la possibilité de contrats bilatéraux.

---

<sup>(8)</sup> Cf [Fabra-Von der Fehr-Harbord 2002] et [Klemperer-Meyer 1989].

<sup>(9)</sup> Cf [Fabra-Von der Fehr-Harbord 2002]. Ajoutons que les expériences de bourses de l'électricité ont d'autant plus contribué à alimenter la littérature académique des enchères ces dernières années (cf [Klemperer 1999] et [Klemperer 2000]) qu'il ne semble pas exister d'autres secteurs dans lesquels les économistes disposent d'autant de données pour construire les « courbes d'offres » des différents enchérisseurs.

**d) produits à terme : un développement considérable mais probablement loin d'assurer totalement les échanges physiques**

Face à la volatilité des prix spots, on assiste au développement de produits à terme et d'instruments dérivés à des horizons allant du journalier à deux ou trois ans.

Au sein du continuum de produits observés entre « forward » et « futures », on peut distinguer de façon polaire des produits à terme standardisés avec des sous-jacents physiques issus de marchés organisés (futures) et des produits à terme « physiques » spécifiques à une relation bilatérale avec comme seul « sous-jacent » un simple indice de prix associé à un « hub » (le cas échéant également coté par des organismes comme le NYMEX).

(i) exemples de produits à terme standardisés échangés sur une bourse :

EEX en Allemagne propose plusieurs produits à terme standardisés, en distinguant par exemple les fournitures en base des fournitures sur heures de pointe, et en proposant de multiples échéances, à un ou plusieurs mois, trimestres ou années.

(ii) exemples de produits intermédiaires :

- des produits localisés à un nœud (ou un petit nombre de nœuds) particulièrement « stratégique » du réseau, comme celui situé à la frontière entre Californie et Oregon (coté par le NYMEX sous la terminologie COB pour « California-Oregon Border ») ;
- des produits définis sur des plaques tournantes ou « hubs » particulièrement fluides comme le SWEP situé en Suisse , ou le « Cinergy » (terminologie employée pour sa cotation sur le NYMEX) situé sur la zone de la compagnie Cinergy dont le rôle pour le marché de gros du Midwest pourrait être comparé à celui de la Suisse pour l'Europe.

Les horizons des marchés à terme ne dépassent pas deux ou trois ans <sup>(10)</sup>.

### **1.3 Un développement significatif des marchés et des volumes échangés depuis 10 ans**

#### **a) Les pools en Angleterre (jusqu'en 2001), Espagne, Californie et Nord-Est USA**

Le pool d'Angleterre-Pays de galles utilisé pendant 10 ans et abandonné en 2001 constitue le type même de pool obligatoire.

Le pool espagnol (OMEL) créé en 1998 est quasiment obligatoire, les contrats bilatéraux étant marginalisés du fait de mécanismes financiers désavantageux par rapport au pool. L'OMEL propose des contrats horaires standardisés sur deux marchés physiques : un marché journalier et un marché infra-journalier dit d'ajustement. En 2001, le volume échangé sur ces marchés (180 TWh dont 90% pour le marché journalier) atteint 85% de la consommation intérieure espagnole.

En Californie, jusqu'à la suspension du marché début 2001, les responsables d'équilibres des contrats bilatéraux jouaient un rôle non marginal, mais l'utilisation de la bourse journalière (« Power Exchange ») était obligatoire pour les 3 distributeurs-fournisseurs historiques dominants de l'Etat.

Les 3 pools de la côte Est américaine, qui ont succédé aux trois « tight pools » régulés historiques, présentent des ressemblances avec le pool anglais, bien qu'admettant par ailleurs des transactions « physiques » bilatérales <sup>(11)</sup>. Chacun des trois GRT dispose en effet d'une maîtrise technique et économique complète du dispatching géré entre J-1 et le temps réel, incluant aussi bien le contrôle

---

<sup>(10)</sup> apparemment jusqu'à trois ans sur EEX en Allemagne et jusqu'à 18 mois sur le NYMEX aux Etats-Unis.

<sup>(11)</sup> Part de l'énergie du système commercialement échangée sur la bourse journalière (le reste étant des transactions bilatérales ou internes des acteurs intégrant verticalement production et supply) : environ 50% au 2<sup>nd</sup> semestre 2000 sur le pool de New-York, 25% en 2000 en Nouvelle-Angleterre, 15% en 1999 pour PJM. Source [FERC 2000 a].

des centrales des compagnies d'électricité verticalement intégrées, que le contrôle du pool journalier et des outils informatiques utilisés pour le calcul des prix du pool <sup>(12)</sup>.

### **b) Les bourses facultatives en Scandinavie et sur la plaque européenne**

**Le système de bourses de Nordpool** est composé de marchés physiques (Elspot en J-1, Elbas en infra-journalier) et financiers (Eltermin sur les forward, Eloptions sur les options), et offre un service de « clearing » des contrats bilatéraux pour l'ensemble des acteurs.

Depuis son lancement, la liquidité de NordPool n'a cessé de croître pour atteindre un volume record en 2001 : 112 TWh ont été échangés en 2001 sur le marché physique spot – soit près de 30% de la consommation intérieure de la Scandinavie – et 910 TWh échangés sur les marchés dérivés –soit 2,4 fois la consommation intérieure.

#### **Evolution des volumes échangés sur Nordpool** (source [Nordpool 2002])

Volumes en TWh	1996	1997	1998	1999	2000	2001	ratio 2001*
marchés physiques (Elspot + Elbas)	41	44	57	76	97	112	0,3
marché financiers (Eltermin + Eloptions)	43	53	89	216	359	910	2,4
contrats bilatéraux compensés		147	373	684	1180	1748	4,5
nombre de participants (au 31 déc.)	148	199	250	264	281	295	

\* ratio : volume échangé / consommation intérieure

**Bourses de la plaque européenne** au sein de systèmes dominés par les transactions bilatérales :

- En France, Powernext, créée fin 2001, échange des produits horaires accessibles aux producteurs français et acteurs étrangers (25 membres actifs fin octobre 2002). Aux 3 premiers trimestres 2002, environ 2 TWh ont été échangés, soit une part encore limitée du marché.
- En Allemagne, EEX, résultat de la fusion des bourses de Leipzig et Francfort créées en 2000, propose à plus d'une centaine de participants des contrats horaires et des contrats de blocs. Au 1<sup>er</sup> semestre 2002, 15 TWh ont été échangés, soit environ 5% de la consommation intérieure.
- Au Pays-Bas, APX (38 participants fin août 2002), lancée en 1999, offre comme EEX des contrats horaires et des blocs, et depuis début 2001, un marché d'ajustement. Les échanges sur le marché spot en 2001 ont atteint 8 TWh, soit 9% de la consommation intérieure néerlandaise.
- En Angleterre, UKPX et UKAPX sont les deux bourses d'échanges spots créées en parallèle à NETA et entrées en vigueur en avril 2001 : les volumes échangés sur la première années de fonctionnement ont atteint 6 TWh, soit une part encore faible du marché <sup>(13)</sup>.

### **c) Exemples de Hubs et OTC organisés avec instruments de couverture afférents**

Dans le sud et le centre des Etats-Unis, en Europe continentale et en Angleterre depuis la mise en place de NETA en 2001, l'essentiel des transactions journalières et des transactions à terme s'effectue de gré à gré, soit par relations bilatérales directes soit par l'intermédiaire de courtiers. L'appréhension statistique des volumes échangés et des prix pratiqués est par nature difficile (la FERC en fait aujourd'hui l'expérience dans son enquête sur la manipulation du marché californien en 2000-2001). A partir de sources indirectes d'information comme les sociétés de cotation ou les indicateurs d'activité des sociétés de courtage, on peut avancer comme estimations des volumes annuels de l'ordre de 2 à 3 fois la consommation sur la plaque européenne, 5 fois la consommation en

<sup>(12)</sup> Les critiques adressées parfois par les nouveaux entrants sur la transparence insuffisante de ces outils ne sont pas sans rappeler certaines critiques autour du modèle « Goal » géré par le Grid anglais dans les années 90.

<sup>(13)</sup> volumes sur les 12 mois couvrant avril 2001 à mars 2002. Cf [Ofgem 2002] p.28.

Scandinavie (voir tableau au §1.3.b), et au moins autant dans certaines régions des Etats-Unis avant la contraction récente et forte des marchés de gros suite à la crise californienne et à l'affaire Enron <sup>(14)</sup>.

Les volumes ci-dessus indiquent à l'évidence qu'une part substantielle des MWh contractés sont échangés plusieurs fois.

L'ensemble de ces exemples et ordres de grandeur illustre un développement des marchés et des types de produits échangés considérable tant en Europe qu'aux Etats-Unis. Ces quantités ne doivent cependant pas masquer le fait qu'elles sont encore probablement loin de couvrir la totalité des transactions spots et les risques de volatilité de prix associés.

## 1.4 Six faits stylisés

### a) Une volatilité des prix spots bien supérieure à d'autres marchés, qui explique le développement parallèle des instruments de couverture

L'observation des prix spots publiés régulièrement par la presse spécialisée montre une volatilité élevée et contrastée des prix (voir graphiques illustratifs en annexe).

- (i) La volatilité dépend en premier lieu des « fondamentaux » de l'électricité (sur-capacités ou sous-capacités, aléas climatiques, aléas d'indisponibilité des centrales, affectant différemment les périodes d'heures pleines et les périodes d'heures creuses) :
  - Un examen des prix spots de Pennsylvanie (voir annexe) montre que pour un système thermique plutôt bien équipé en moyens de base (se traduisant notamment par des prix spots en 1999-2000 proches en moyenne annuelle d'un coût de développement), la variabilité des prix apparaît élevée (écart-type du même ordre de grandeur que la moyenne), même si elle n'atteint pas celle d'un système en sous-capacité comme la Californie.
  - La volatilité est moins forte sur la plaque continentale européenne en surcapacité (héritage de l'histoire, prolongé par des politiques publiques favorisant le développement des éoliennes et des cogénérations). Ceci n'interdit pas quelques situations tendues comme lors du pic de décembre 2001.
  - Le poids de l'hydraulique en Scandinavie contribue à une faible volatilité journalière des prix, compte tenu de la nature annuelle des aléas du système contrastant avec les aléas journaliers des systèmes thermiques. La réduction progressive des marges de capacité pourrait cependant poser problème en cas d'année sèche <sup>(15)</sup> sauf si les interconnexions avec la plaque continentale se développent.
  - Compte tenu de la convexité de la fonction de coût à court terme, la « variabilité » habituelle des prix en heures creuses (30-50%) est généralement plus faible que celles des heures de pointe (habituellement de 200-300%, et dans des rapports pouvant aller de 1 à 50 au cours de chocs historiques). Une analyse distinguant plus rigoureusement saisonnalité et volatilité des prix conduirait cependant à un jugement plus nuancé. Il apparaît néanmoins que tant les fournitures d'heures creuses que celles d'heures de pointe présentent des volatilités habituelles plus élevées que celles d'autres marchés, notamment pétroliers et gaziers.
- (ii) La volatilité des marchés spots explique le développement considérable des produits à termes et dérivés. On notera cependant les difficultés rencontrées par les utilisateurs des outils classiques

---

<sup>(14)</sup> Les volumes rapportés uniquement par les 10 premiers traders et hors Enron en 2001 n'atteignent « que » 3000 TWh (EEnergy Informer 2002). La définition précise des contrats associés n'est cependant pas décrite et reste donc difficile à comparer aux volumes totaux évoqués. En outre les volumes cités sont sujets à révision compte tenu des révélations de déclarations mensongères.

<sup>(15)</sup> La crise californienne de l'été 2000 résulte en partie de la conjonction d'une demande moyenne élevée et d'une hydraulicité faible mal anticipée après plusieurs années d'hydraulicité abondante (cf [Bouttes Leban Trochet 2001]).

de gestion de trading qui se révèlent encore inadaptés, que ces outils s'appuient sur les modèles traditionnels de représentation des « fondamentaux » de l'électricité, ou qu'ils s'appuient sur les modèles inspirés de Black & Scholes avec processus stochastiques sur les prix.

### **b) Des soupçons sur l'exercice de pouvoirs de marché en période de pointe**

Les débats et enquêtes développés par les acteurs des marchés et les régulateurs sur le pouvoir de marché accru des producteurs en période de pointe ont été stimulés a posteriori aux Etats-Unis par l'observation de quelques cas mémorables, où les prix observés ont largement dépassés les ordres de grandeur des coûts variables de combustible des centrales de pointe.

Avant même la crise californienne de l'été 2000, la FERC soulignait que les pouvoirs de marché de certains acteurs pouvaient être élevés en cas de situations d'équilibre offre-demande particulièrement tendues <sup>(16)</sup>. La première préoccupation de la FERC est alors de diminuer ces tensions par la réduction des barrières géographiques liées aux règles d'accès au réseau de transport.

La première crise californienne, celle de l'été 2000, élargit la problématique. D'une part elle conduit à rappeler que la situation tendue ne se réduit pas aux seules occurrences de congestions de réseau et de pointes extrêmes de demande (de fait, elles n'ont pas été exceptionnelles en 2000) mais doit intégrer des occurrences de contraintes globales sur l'offre (disponibilité des équipements, approvisionnement en combustible, hydraulité). D'autre part elle met en évidence l'existence de pouvoirs de marchés pour la majorité des acteurs, malgré leur nombre important et des parts de marché réduites pour chacun d'entre eux. Les analyses engagées sur les hausses de prix montrent alors la difficulté à attribuer de façon juridiquement opposable la part qui ressort des « fondamentaux du système » des parts qui ressortent de l'exercice éventuel de pouvoir de marché de tel ou tel acteur.

### **c) Articulation avec les marchés du gaz et des NOx, du SO2, et demain du CO2**

Avant la crise californienne, les marchés de permis d'émission négociables sur le SO2 et les NOx avaient un impact marginal ou du moins facile à anticiper sur les marchés spots de l'électricité. De même les activités d'arbitrage des traders entre ces marchés spots et les prix des marchés amont de combustible des centrales ont pu largement se développer grâce à un découplage relatif des rigidités et périodes de tension respectives de ces différents marchés.

La crise californienne de l'été 2000 a soudain révélé l'effet proprement explosif de la conjonction des rigidités des différents marchés, chacun contribuant à entraîner les autres dans une ascension vertigineuse de prix <sup>(17)</sup>. L'enquête de la FERC sur les prix de l'électricité a d'ailleurs largement débordé sur ceux du gaz <sup>(18)</sup>. Les enseignements du dérapage sans précédent des prix des crédits d'émission sur les NOx sur un marché réduit à la seule région de Los-Angeles, en contraste avec le marché de taille fédérale du SO2, gagneraient à être davantage exploités dans les discussions en cours aujourd'hui en Europe et aux Etats-Unis sur l'introduction de permis d'émissions négociables.

Nous ne développerons pas cette question ici <sup>(19)</sup>.

### **d) Problèmes soulevés pour les choix d'investissement d'équipements de pointe, voire d'équipement de base**

A ce stade, ces difficultés peuvent être rapprochées de l'absence de produits à terme d'horizon suffisant.

---

<sup>(16)</sup> [FERC 2000 b]. Ce rapport constitue une évaluation d'ensemble des marchés de gros américains, après cinq ans de multiplication des acteurs autorisés à négocier librement leurs prix sur les marchés de gros américains (moins de 40 acteurs en 1994, près de 800 en 1999).

<sup>(17)</sup> Voir [Joskow-Kahn 2002].

<sup>(18)</sup> Voir [FERC 2002 a].

<sup>(19)</sup> pour plus de détails, voir [Joskow-Kahn 2002].

Les crises énergétiques de 2000-2001 en Californie et au Brésil, où la faiblesse des marges de capacité de production était notoire, ont mis en évidence de façon dramatique l'insuffisance des seuls marchés spots de l'énergie à fournir aux investisseurs les bons signaux d'anticipation des besoins à venir <sup>(20)</sup>. Les hausses drastiques de prix observées sur Nordpool en décembre 2002 permettent également de s'interroger sur le lien entre le prix spot d'un système tendu aujourd'hui et l'existence ou non de marchés à terme intégrant les bons signes précurseurs du manque de capacité à la pointe.

En contraste à ces craintes de sous-capacité, les investissements de production observés sur le marché anglais des années 90, les marchés de PJM et espagnol aujourd'hui, paraissent « confortables ». On constate que ces trois marchés de l'énergie sont accompagnés d'instruments de rémunération complémentaire pour les investisseurs : « capacity payment » du pool anglais, rémunération de la « garantie de puissance » en Espagne, marché de la capacité de PJM <sup>(21)</sup>.

Les sur-capacités actuelles de la plaque continentale européenne manifestent plutôt le résultat de la poursuite de politiques publiques d'investissement, en faveur hier du nucléaire ou du charbon, aujourd'hui des cogénérations et des éoliennes. En faisant baisser les prix de l'énergie sur les marchés de gros en période creuse et en augmentant les incertitudes face aux risques de tension du système en période de pointe (absence de puissance garantie des éoliennes), ces politiques contribuent en quelque sorte à évincer un peu plus les marchés de leur rôle partiel d'orientation des investissements, au bénéfice d'une intervention des Pouvoirs publics par des mécanismes du type obligations d'achat. Elles repoussent ainsi pour le moment la question des incitations aux investissements.

Notons enfin l'expérience instructive aux Etats-Unis de la montée puis de l'effondrement de la bulle financière des traders et de certains producteurs indépendants, qui comptaient écouler leur énergie par des contrats de vente à court terme sur les marchés de gros (« merchant plants »).

De fait, les prix spots élevés observés dans le Midwest et le Nord-Est en 1998 et 1999 avaient déclenché une vague de projets d'investissement, surtout en moyens de pointe. Ces perspectives de croissance forte et rentable expliquent la hausse importante des valorisations boursières d'acteurs comme Calpine qui annonçait une multiplication par 10 de sa puissance installée à horizon de quelques années. La surréaction des investisseurs et le ralentissement économique américain génèrent aujourd'hui un effet de ciseau important, avec (même en tenant compte de l'annulation d'une part significative des projets) des perspectives de prix bas sur les marchés de gros dans les prochaines années, dans une période où les contrats de moyen à long terme des producteurs viennent pour une proportion non négligeable à échéance.

Ce sont donc non seulement les perspectives de croissance des acteurs qui sont menacées, mais aussi la rentabilité d'une part de leur parc existant. La crise de liquidité, voire la faillite, qui affecte les producteurs de « merchant plants » et les soupçons de manipulations comptables des transactions réalisées sur les marchés de gros par ces mêmes acteurs contribuent à alimenter la défiance actuelle des investisseurs à l'égard des marchés de gros, au bénéfice des modèles d'activité traditionnels des électriciens intégrant verticalement production et commercialisation aval, notamment dans les Etats n'ayant pas ouvert leur marché final à la concurrence.

#### **La bulle financière des traders et producteurs indépendants de type « merchant plants »**

PER comparés pour 3 « modèles d'activité »	2000	Mai 2002	<i>sources :</i>
compagnies d'électricité traditionnelles intégrées	10-15	10-15	[CERA 2001]
traders et producteurs de type « merchant plants »	30-40	5-10	et
<i>Enron (pour mémoire)</i>	<i>50-60</i>		[CERA 2002]

<sup>(20)</sup> En outre, la longueur des procédures d'autorisation des nouveaux sites de production en Californie n'a pas contribué à favoriser la réactivité des investisseurs aux signaux de court terme.

<sup>(21)</sup> voir §2.2.b.

### e) Les obstacles à l'intégration régionale des marchés liés aux contraintes du transport

Aux Etats-Unis, ces obstacles sont aujourd'hui au coeur des discussions, en raison de la faiblesse des investissements de réseau depuis 15 ans (avec des difficultés accrues par les oppositions locales relayées par le politique) face à une augmentation significative de la demande et des échanges.

En Europe, une analyse des différences régionales de prix, illustrée par le tableau ci-dessous, permet de mettre en évidence des zones géographiques homogènes : plaque continentale européenne hors Pays-Bas, « péninsules électriques ».

#### Les différences régionales de prix en Europe : exemple sur les échanges bilatéraux

moyenne annuelle des prix d'une fourniture plate de 24 heures <sup>(22)</sup> période déc. 2001 - nov.2002 <i>source : [Platts 2002] et Nordpool</i>	Scandinavie	23 /MWh
	Pays-Bas	32 /MWh
	Allemagne	24 /MWh
	France	23 /MWh
	Espagne	40 /MWh
	Royaume-Uni	26 /MWh

Au-delà des problèmes relatifs aux règles d'harmonisation européenne d'accès et de tarification du réseau, le renforcement des lignes d'interconnexion, notamment entre continent et « péninsules », apparaît bien comme un enjeu majeur de l'intégration du Marché intérieur (gains sur les coûts d'exploitation et d'investissement des différents parcs de production existants aujourd'hui ou renouvelés demain...).

Notons également que le caractère maillé des réseaux européens et (dans une moindre mesure) américains, bénéfique sur le plan de la sûreté des systèmes, implique des divergences notables entre « chemins commerciaux » et flux physiques et explique en grande partie la difficulté à définir de façon claire des capacités de transit. On a là un vrai défi pour les traders face à des spreads géographiques parfois peu compréhensibles : du fait de la seconde loi de Kirchhoff (voir introduction) le renforcement de capacité d'une ligne entre A et B par exemple, justifiable sur le plan économique, peut conduire à augmenter l'écart de prix entre ces deux noeuds ! <sup>(23)</sup>

### f) Temps réel (ajustement, réserves, traitement des écarts) : la complexité des règles du jeu

En temps réel, les productions des centrales et les consommations des clients sont nécessairement différentes des prévisions faites les heures précédentes. La responsabilité des écarts physiques et leur rémunération financière (ou les pénalités associées) sont des éléments déterminants du système, surtout en cas de déséquilibre impliquant le délestage de certains clients. Cette responsabilité conditionne évidemment en retour les choix d'investissement des acteurs. Cette question centrale n'a pas pour l'instant fait l'objet d'analyses développées <sup>(24)</sup>.

Et pour cause : entrer dans la compréhension des mécanismes signifie entrer dans la lecture de milliers de pages de « grid codes » spécifiques à chaque GRT (il n'existe ni modèle américain ni modèle européen), dont la complexité technique et financière constitue d'autant plus une barrière à l'entrée pour l'analyste non spécialiste, qu'ils évoluent tous les ans, voire tous les mois, et laissent néanmoins toujours de nombreux interstices dont la résolution est négociée chaque jour entre producteurs et GRT, voire traitée de façon discrétionnaire et parfois difficilement compréhensible.

---

<sup>(22)</sup> Pour la Scandinavie, moyenne calculée à partir des données de Nordpool sur Elspot. Pour les autres pays, moyenne calculée à partir des données de [Platts 2002] pour des fournitures de 24 heures à terme d'une semaine.

<sup>(23)</sup> Cf [Joskow-Tirole 2002].

<sup>(24)</sup> Noter l'analyse de [Joskow 1998], concernant la Californie sur la période 1998, au cours de laquelle les quantités physiques mobilisées par le GRT et les montants financiers associés à ces services système avaient pris une proportion sans précédent. La correction des règles du jeu succédant à ces analyses prenait une tournure plutôt positive (phase d'apprentissage) mais est passé au second plan avec la crise de l'été 2000.



Les expériences du pool anglais au début des années 90 et de Californie en 1998 et 1999 ont montré que les acteurs du marché de gros qui savent « dénicher » les défauts des grid codes peuvent y trouver des compléments de rémunération « confortables »<sup>(25)</sup>, et, le cas échéant, mettre alors en danger le système électrique.

---

## 2 Questions et objets de débats

Des faits stylisés évoqués au §1, l'analyse ci-dessous n'en retiendra que trois, les autres ayant encore peu fait l'objet de débats.

### 2.1 La limitation de l'exercice de pouvoir de marché en situation tendue

#### a) Eléments de raisonnement

Hors situation tendue, la concurrence se rapproche le plus souvent d'un « jeu à la Bertrand » sur la base des coûts variables de combustible des producteurs avec un prix d'équilibre proche de ces coûts. Par contre en cas de situation tendue (pointe de demande conjuguée avec la perte de groupes thermiques), même un petit producteur a un fort pouvoir de marché lié à la faible élasticité de la demande d'électricité<sup>(26)</sup>.

Face à cette difficulté, les débats ont parfois pris la tournure d'une critique radicale à l'encontre du pool obligatoire et du mécanisme d'enchères à prix uniforme qui lui a été associé. Elle a contribué en 1998 à la décision anglaise d'abandon du pool au profit de marchés de contrats bilatéraux, entrés en vigueur début 2001 (système NETA). (voir §1.2)

En fait, certaines études du pool anglais des années 90<sup>(27)</sup> montrent que les écarts relatifs entre prix et coûts marginaux étaient faibles avec le duopole initial (sous surveillance), ont ensuite monté puis à nouveau baissé lorsque le nombre de concurrents a augmenté. Par ailleurs, les manipulations affectaient sans doute davantage le mécanisme du « capacity payment », ce qui vient confirmer les analyses critiques évoquées ci-dessus.

#### b) Solutions débattues ou expérimentées

Les solutions expérimentées sont généralement mises en place dans des régions ayant connu des périodes de tension forte du système, avant tout aux Etats-Unis comme dans le Midwest à l'été 1998 et sur la côte Nord-Est à l'été 1999, voire des périodes de véritable crise comme en Californie et au Brésil en 2000-2001. Les solutions affectant directement les marchés spots sont :

- en l'absence d'une fonction explicite de demande prix-quantité (ce que n'apportent pas les prévisions de demandes horaires en MW la veille pour le lendemain), l'adoption sous le contrôle du régulateur d'un prix plafond global, égal aujourd'hui à 1000 \$/MWh dans l'Est des Etats-Unis, et homogène au « coût de défaillance » classique des électriciens ;

---

<sup>(25)</sup> niveau insuffisant des pénalités financières associées aux indisponibilités temps réel des producteurs en Angleterre ; rémunération de la puissance disponible en « réserve primaire » (mobilisable par automatismes en temps réel) trop élevée pour les producteurs en Californie.

<sup>(26)</sup> Moins grave, le problème surgit également lorsque l'on oscille en cours de journée entre une situation de concurrence à partir d'équipements en semi-base de coûts variables homogènes mais collectivement proches de leurs limites de capacité, et une situation de concurrence incluant l'utilisation de centrales de pointe de coût variable beaucoup plus élevé (exemples aujourd'hui en Allemagne ou hier en Angleterre pour les centrales charbon). Les producteurs en semi-base détiennent alors un pouvoir de marché, dont l'exercice éventuel peut aller jusqu'à hauteur des coûts variables des équipements de pointe.

<sup>(27)</sup> Voir par exemple [Wolfram 1998], [Wolfram 1999] et [Newbery 1998 a].

- les expériences d'introduction de fonctions explicites de demande au moyen de contrats d'effacement, dont on a évoqué la difficulté au §1.2.a ; les expériences récentes de PJM sur ce sujet témoignent de quantités mobilisables encore très modestes <sup>(28)</sup> ;
- le développement des instruments de couverture, dont l'effet positif est de réduire les enjeux financiers de manipulation des prix spots, mais dont les limites résultent de la difficulté des acteurs à valoriser ces instruments pour des risques d'extrême pointe eux-mêmes difficiles à appréhender (cf §1.2.a) ;

A cette liste, on peut ajouter d'éventuels mécanismes beaucoup plus intrusifs du régulateur :

- comme le plafonnement des annonces de prix des offreurs à un niveau proche des coûts habituels de combustible (« bid caps »), donc plus bas que le coût de défaillance évoqué plus haut et différencié le cas échéant selon la situation du système (heures creuses vs heures de pointe...). Ce mode d'intervention peut cependant avoir des effets négatifs : en réduisant fortement la rémunération attendue des coûts fixes des moyens d'extrême pointe, égale en principe à l'écart entre leur coût variable (par nature élevé) et le prix de marché, ils réduisent les incitations à investir dans de nouveaux équipements et augmentent donc les risques de situation tendues.
- Le contrôle de la structure du marché par réallocation des actifs de production en semi-base et pointe est également un instrument possible <sup>(29)</sup>, auxquels les Pouvoirs publics anglais ont eu recours au début de la mise en place du pool. Mais là encore, les effets bénéfiques attendus sont incertains aussi bien sur le plan de l'analyse de la théorie des enchères que sur le plan des retours d'expérience <sup>(30)</sup>.

Une autre façon de traiter les tensions des marchés spots consiste à prévenir et réduire les risques d'occurrences de telles tensions par des mécanismes favorisant les investissements d'extrême pointe. Le développement des contrats à terme pour des produits incluant la garantie de fourniture en extrême pointe irait également dans la bonne direction.

Cette dernière perspective suscite cependant d'autres interrogations : pourquoi ne peut-on anticiper des risques de sous-capacité suffisamment à l'avance, et pourquoi observe-t-on aujourd'hui des développements de marchés sur des produits physiques et financiers limités à des horizons trop courts (un ou deux ans maximum) du point de vue des investisseurs ? Ces questions renvoient au problème d'incitation à l'investissement que nous allons aborder maintenant.

## **2.2 Incitations à investir**

### **a) Eléments de raisonnement**

Les retours d'expérience évoqués montrent que les marchés « laissés à eux-mêmes » n'ont pas encore montré leur capacité à envoyer les bons signaux dès que l'on ouvre complètement le choix du fournisseur à tous les clients. La jeunesse de ces expériences invite à reconnaître que la phase d'apprentissage sera nécessairement longue compte tenu des temps de retour sur investissement spécifiques du secteur. Examinons succinctement ici quelques-uns des obstacles à franchir.

Le premier résultat du fait que ni les clients résidentiels et tertiaires, ni même de nombreux clients industriels n'ont les moyens de s'engager contractuellement sur des fournitures d'électricité au-delà de deux ou trois ans (les contrats sont généralement d'un an renouvelables). La suppression du monopole de fourniture génère dès lors un vide sur l'obligation d'approvisionnement des clients à long terme <sup>(31)</sup>.

---

<sup>(28)</sup> Voir [FERC 2002 b].

<sup>(29)</sup> L'analyse théorique de [Green Newbery 92] pourrait donner lieu à une interprétation allant dans ce sens.

<sup>(30)</sup> compte tenu notamment du pouvoir de marché détenu même par les petits acteurs en cas de situation tendue. Voir remarque du §2.1.a, [Fabra-Von der Fehr-Harbor 2002], [Bouttes Leban Trochet 2001], [Wolfram 1999].

<sup>(31)</sup> Voir l'analyse développée par [Green 2002] sur cette question.

Notons que le succès des contrats tarifaires précisant les prix futurs et l'engagement de livraison mais non les quantités à livrer montre qu'ils constituaient bien au début du XX<sup>ème</sup> siècle une réponse à cette question épineuse. Les droits exclusifs étaient également une forme de garantie de long terme pour le producteur en contrepartie du fait que la durée minimale des contrats n'allait pas au-delà de deux ou trois ans et laissait entière liberté de circulation aux clients (déménagement, fermeture d'établissements...).

La solution originale de remplacement de ces dispositions reste de fait encore à trouver.

Le second obstacle de nature différente résulte du fait qu'à 2-3 ans, les fournisseurs sont tentés de jouer les bons aléas en proposant des prix attractifs ne permettant pas, implicitement, de couvrir leurs coûts en situation difficile (problèmes classique d'aléa moral en assurance). Quand une telle situation arrive, le fournisseur se défait de ses responsabilités, au mieux en payant ses clients pour qu'ils retournent auprès des opérateurs historiques qui ont conservé des obligations de fourniture à des prix régulés largement inférieurs aux prix des marchés de gros (pratique répandue dans le Nord-Est aux Etats-Unis en 1999), au pire en laissant aux tribunaux le soin de trancher (abandon brutal par Enron à l'été 2000 de ses clients industriels californiens).

Cette inclination pour le risque liée à la responsabilité limitée des fournisseurs trouve place de fait dans un système où l'on admet que la puissance publique sera l'assureur en dernier ressort. Des solutions semblent ici plus volontiers envisageables, l'expérience bancaire pouvant fournir quelques enseignements utiles.

Ajoutons enfin la difficulté pour les acteurs d'avoir une bonne compréhension de ces événements rares : la théorie de la décision fournit de nombreux exemples où, face à des événements catastrophiques mais de très faible probabilité, la réaction des acteurs est alors soit de les négliger, soit au contraire de les considérer comme quasi-certains.

## **b) Solutions débattues ou expérimentées**

Les mécanismes de « capacity payment » mis en place dans le pool anglais d'avant 2001 ou en Espagne semblent des éléments qui ont contribué à la stabilité de systèmes dans lesquels les investissements n'ont de fait pas manqué. Les analyses présentées à la Chambre des Communes britannique en 1998 concluaient néanmoins à une distorsion inverse, à savoir que le « capacity payment » combiné à la stratégie des fournisseurs de se prémunir contre les pouvoirs de marché des producteurs existants aurait contribué à un excès de nouveaux entrants. Les surcapacités actuellement observées en Angleterre constituent un héritage de cette première période d'apprentissage du pool (1991-1997), compte tenu du moratoire sur les centrales au gaz imposé par la suite par le Gouvernement.

Imposer aux fournisseurs des obligations de contracter leur approvisionnement à long terme constitue une voie alternative attrayante <sup>(32)</sup>. Mais la réalité complexe du trading constitue une vraie difficulté pour comprendre les positions des fournisseurs. Une formulation opératoire de ces obligations n'a de ce fait rien d'évident.

Instaurer des marchés de capacité et plus largement responsabiliser les fournisseurs sur la satisfaction de leur demande de pointe constituent des voies actuellement expérimentées par PJM, malgré un horizon de temps encore trop court, et suscitent l'intérêt manifeste de la FERC dans ses propositions de « resource adequacy requirement ».

Le marché de la capacité (avec prix-plafond) fournit un complément de rémunération au marché de l'énergie : chaque responsable d'équilibre (« load serving entity » dans la terminologie PJM) doit présenter au GRT <sup>(33)</sup> la preuve qu'il peut satisfaire l'obligation de

---

<sup>(32)</sup> préalablement à l'idée d'obligation, voir [Newbery 1998 b] pour une analyse théorique du rôle positif des contrats de long terme sur les marchés spots et les investissements dans le secteur électrique.

<sup>(33)</sup> intégrant dans PJM les fonctions d'« Independent System Operator » (GRT) et de « Power Exchange » (bourse).

satisfaction de sa demande de pointe plus une marge de réserve en sommant les capacités de ses propres centrales et les capacités contractualisées en bilatéral avec d'autres producteurs. Par ailleurs des tentatives récentes ont été faites pour introduire une réaction de la demande au prix par des clauses d'effacement appliquées en cas de prix élevés liés à des situations tendues <sup>(34)</sup>.

Enfin on peut envisager que les politiques publiques illustrées aujourd'hui par les mécanismes de promotion des énergies renouvelables ou de la cogénération pourraient demain être étendues au profit des moyens de pointe, via par exemple l'organisation d'appels d'offres. Un tel « retour » des politiques publiques pourrait cependant impacter largement les marchés de gros. On peut imaginer par exemple que l'anticipation de ce processus renforcera le penchant des fournisseurs à ne pas se préoccuper des conditions d'approvisionnement de long terme auprès des producteurs (puisque la garantie est assurée par les pouvoirs publics), et renforcera incidemment les producteurs dans leur réticence à investir. Des politiques publiques directes à l'égard des moyens de pointe reviendrait donc à sortir le marché de gros de l'un de ses rôles essentiels.

### **2.3 Articulation production-transport**

On observe aujourd'hui trois « modèles » : PJM avec le nodal-pricing, le Royaume-Uni jusqu'en 2001 (avant NETA) avec le « contre-achat » (ou « counter-trading »), et la plaque continentale européenne et la majeure partie des Etats-Unis avec les droits physiques de transit (alloués par enchères, au prorata, etc...).

#### **a) PJM et nodal-pricing : le modèle de référence actuel de la FERC**

En 1998, PJM a assorti sa gestion des congestions en temps réel d'un mécanisme de tarification de ces congestions appelé « nodal pricing » ou tarification « nodale », et complété de « financial transmission rights » ou droits financiers de transit permettant, entre autres, de s'assurer financièrement contre la volatilité des différences de prix nodaux <sup>(35)</sup>. Le mécanisme inclut près de 2000 nœuds, soit autant de prix différenciés géographiquement en cas de congestion (mais tous égaux en l'absence totale de congestion) et variant heure par heure. Le calcul de ces prix s'appuie sur un modèle de dispatching économique tenant compte des deux lois de Kirchhoff et des contraintes thermiques sur les lignes, sur la base des prix proposés par les producteurs (et les « demandeurs ») en chaque nœud. Le modèle sous-jacent constitue un héritage des règles de dispatching économique du « pool coopératif » pré-existant avant 1998.

Les pouvoirs de marché aux nœuds congestionnés sont traités par contrats de type « must-run » avec tarification en « cost-plus » s'ils sont structurels, et traités avec des « bid-caps » fondés sur les offres de situation non contrainte ou sur les coûts marginaux de court terme s'ils apparaissent de façon forte mais seulement conjoncturelle (traitement que la FERC dénomme « competitive regulation » pour la distinguer d'une régulation fondée sur les coûts moyens comptables) <sup>(36)</sup>.

La rémunération des investissements de transport se fait essentiellement via un tarif fondé sur le coût comptable moyen de chaque propriétaire de réseau et répercuté sur le consommateur final de la zone de desserte afférente. En outre, à chaque ligne est associée une rémunération financière, produit de sa capacité et de la différence de prix nodaux, attribuée au propriétaire de la ligne, et que celui-ci peut

---

<sup>(34)</sup> pour une présentation et une analyse des obligations de capacités de PJM et des marchés créés autour de ces obligations, voir [Bowring-Gramlich 2000], [PJM 2001] et [FERC 2000 a]. Pour les propositions de la FERC, voir [FERC 2002 c].

<sup>(35)</sup> pour une présentation et une analyse des principes de tarification aux prix nodaux et des droits financiers de transit afférents, voir [Hogan 1992] et [Joskow Tirole 2000]. Pour une analyse des effets de réseau sur le comportement des acteurs dans les mécanismes d'enchères, voir [Léautier 2001].

<sup>(36)</sup> Les mécanismes de price-cap évoqués ici pour traiter les congestions de réseau doivent être clairement distingués du price-cap global de 1000 \$/MWh appliqué par la FERC en cas de situation production-consommation globalement tendue et évoqué en fin de §1.2.b.

éventuellement revendre, comme un actif financier (« financial transmission right »). Les différences de prix nodaux observées conduisent cependant à une rémunération globale (« merchandizing surplus ») faible comparée notamment aux coûts et tarifs du transport. Dans ce schéma, et toutes choses égales par ailleurs, les propriétaires de réseaux détenteurs de ces droits financiers sont incités à renforcer les congestions et non à les diminuer par construction de nouvelles lignes, ce qui constitue un problème. Par contre, l'indépendance entre propriétaires de réseaux et GRT amène ce dernier à gérer le système en temps réel de façon plutôt vertueuse<sup>(37)</sup>. Parallèlement à ce dispositif, les producteurs désirant construire de nouvelles centrales forment une file d'attente, et paient le cas échéant les coûts spécifiques de renforcement de réseaux (« deep costs ») suscités par le raccordement de leur centrale lorsqu'ils sont significatifs (procédure assez lourde et bureaucratique, mais finalement opératoire).

Notons enfin que le système électrique de PJM reste structuré autour des 8 opérateurs historiques intégrés verticalement ; le GRT dispose de pouvoirs hiérarchiques forts et discrétionnaires, hérités de l'histoire. Et un comité de « surveillance du marché » composé d'experts et d'universitaires y joue un rôle important.

### **b) Les mécanismes de redispatching du pool britannique jusqu'en 2001**

Le mécanisme en vigueur jusqu'en 2001 est appliqué chaque jour, une fois achevés les calculs hors contrainte réseau des « System Marginal Prices » de l'énergie réalisés par confrontation offre-demande globale et des « capacity payment »<sup>(38)</sup> complémentaires octroyés aux centrales disponibles sur le réseau. Le GRT (National Grid Company) tient compte ensuite des contraintes réseaux et des aléas divers pour établir son plan de production en temps réel. La production modifiée des centrales situées à des nœuds de congestion « conjoncturelle » est rémunérée au prix qu'elles ont annoncé en J-1<sup>(39)</sup>. Les centrales situées sur des nœuds de congestion « structurelle » suivent des dispositifs contractuels de « production imposée » analogues à ceux de PJM<sup>(40)</sup>, avec une rémunération de l'énergie sur la base de leur coût variable et une rémunération de la puissance disponible sur la base de leur coût fixe.

Les surcoûts du GRT liés à la modification du plan de production « théorique optimal » prévu initialement en J-1 sont répercutés dans l'« uplift » payé uniformément par l'ensemble des consommateurs. Le contrat passé avec le régulateur incite le GRT à diminuer ces surcoûts par un redispatching plus efficace en temps réel et surtout par des investissements de renforcement approprié du réseau. Le surcoût annuel de congestion, qui atteignait près de 200 millions de livres en 1994, année d'introduction du contrat incitatif, a ainsi été ramené à 15 millions de livres en 1999<sup>(41)</sup>.

Enfin la localisation des nouveaux équipements de production est orientée par des tarifs de transport différenciés géographiquement entre zones structurellement exportatrices ou importatrices.

---

<sup>(37)</sup> Certains débats recommandent une plus grande indépendance du GRT en excluant totalement de son « conseil d'administration » les représentants des opérateurs historiques du réseau.

<sup>(38)</sup> égaux au produit d'une probabilité de défaillance par une valeur de défaillance déterminée administrativement.

<sup>(39)</sup> « pay-as-bid ». Plus précisément, le GRT paie au producteur dont la production doit être modifiée à la baisse la quantité initialement prévue en J-1 (sans congestion) au prix SMP, et reçoit financièrement le prix annoncé par le producteur (nécessairement inférieur au SMP puisqu'il a été retenu en J-1) multiplié par la part de quantité prévue non produite. Symétriquement, les quantités appelées à la hausse sont payées à leur prix annoncés en J-1 (prix d'annonce « marginale » nécessairement supérieur au SMP puisque non retenu en J-1).

<sup>(40)</sup> parfois appelée « must-run », mais dont l'acceptation peut varier entre GRT anglo-saxons.

<sup>(41)</sup> Montants successifs de 1993/94 à 1999/2000 en millions de livres : 255, 194 , 73 , 58 , 25 , 21 , 15. Source : NGC. Voir également le commentaire de [Newbery 1998 a] p.134.

### **c) Droits physiques de transit entre pays d'Europe continentale et allocation par enchères « coordonnées »**

Les projets actuels de la Commission proposent des allocations par enchères coordonnées. Des variantes existent également avec des allocations « au prorata » des demandes de transit, ou des allocations par « droits du grand-père ( « grandfathering ») se référant aux contrats de transit décidés antérieurement.

Ces mécanismes sont délicats à gérer en temps réel dans un réseau maillé, les capacités associées aux lignes congestionnées variant dans le temps, selon les aléas et selon les décisions des acteurs, notamment des GRT des zones connexes.

En outre, l'attribution éventuelle des recettes des enchères aux GRT pourrait aller à l'encontre des incitations à développer le réseau.

#### **Remarques**

Dans tous les cas, il est nécessaire de mettre en place une gestion centralisée du réseau, et il est souhaitable de mettre en place des contrats spécifiques rémunérés en « cost-based » avec les centrales situées en des nœuds structurellement congestionnés, pour éviter l'exercice du pouvoir de marché d'une part, et leur retrait du réseau d'autre part.

Sur les investissements de transport, il n'existe pas de solution claire aujourd'hui, du fait du manque d'incitation à investir du GRT lorsque les recettes des différences de prix nodaux ou des enchères lui sont attribuées. Pour cette raison, la FERC aux Etats-Unis propose d'ouvrir la possibilité à d'autres acteurs d'investir dans des lignes de transport, ce qui n'est pas sans susciter d'autres questions <sup>(42)</sup>.

---

## **Conclusion : enjeux à moyen-long terme et voies à explorer**

### **A) Aux Etats-Unis, vers une concurrence sous contrôle réglementaire ?**

Après la crise californienne et la chute d'Enron, les préoccupations se focalisent aujourd'hui sur l'amélioration du fonctionnement des marchés de gros. Le processus d'ouverture à la concurrence pour les clients finals est en panne : les acteurs attendent de voir une reprise des marchés de gros et un retour d'expérience positif des Etats du Nord-Est et du Texas qui ont ouvert leur marché final.

Sur le fonctionnement des marchés de gros, l'intervention du régulateur fédéral se manifeste au travers de trois objectifs majeurs, qui ressortent des propositions de « Standard Market Design » publiées à l'été 2002 <sup>(43)</sup> et inspirées du « modèle » PJM :

- le contrôle du pouvoir de marché des acteurs, par plafonnement des annonces des offreurs et des prix sur les pools, par la recherche de mécanismes favorisant une plus grande élasticité de la demande aux prix, et par encouragement des contrats de fourniture à long terme ;
- la prévention des situations de sous-capacités, par mise en place de mécanismes responsabilisants sur l'adéquation des ressources (« resources adequacy requirement ») tels que la coupure des clients dont les fournisseurs ne disposent pas de moyens d'approvisionnement garantis et/ou l'application de pénalités financières à ces mêmes fournisseurs lorsqu'ils comptent satisfaire leur engagement de garantie en cas de situation tendue uniquement par achat d'énergie sur les marchés spots (un problème bien perçu dont la solution préconisée reste à débattre) ;

---

<sup>(42)</sup> Sur l'analyse de ces questions, cf [Joskow-Tirole 2002], [Léautier 2001] et [Bushnell-Stoft 1996]. Ajoutons par ailleurs que le redispatching peu ou prou anticipé semble susciter certains comportements qui défavorisent la visibilité du GRT : certains producteurs se sachant non appelés peuvent ainsi faire des offres fictives en J-1, comme on a pu l'observer au Texas. Des dispositifs doivent alors être mis en place pour éviter ces effets pervers.

<sup>(43)</sup> Cf [FERC 2002 c]

- le regroupement des réseaux américains (plus d'une centaine de dispatchings aujourd'hui) en moins d'une dizaine d'entités régionales (cinq dans le scénario de référence), et la mise en place sur chacune de ces entités d'un système du type PJM incluant la suppression des « contract paths » pour la tarification du transport, l'instauration du « nodal pricing » pour le traitement des congestions, et une éventuelle ouverture à de nouveaux acteurs pour investir dans le développement des lignes.

Ces propositions font aujourd'hui l'objet de débats multiples, compte tenu de leurs impacts en terme de partages des responsabilités entre producteurs et fournisseurs, de transferts de responsabilités entre opérateurs de réseaux, et de transferts de responsabilités juridictionnelles des régulateurs d'Etat vers le régulateur fédéral.

Après avoir lancé l'ouverture à la concurrence pour diminuer –sinon supprimer- les interventions des régulateurs et des pouvoirs publics, les débats américains donnent bien à penser que plus on introduit la concurrence dans un secteur comme l'électricité, plus il est nécessaire de mobiliser des experts compétents, des régulateurs astucieux et des pouvoirs publics habités par les enjeux de long terme.

## **B) En Europe, une meilleure coordination des GRTs à court terme et l'articulation entre investissement et politique énergétique et environnementale à moyen terme ?**

Face à la coexistence de régions en sur et sous capacités de production, la coordination des GRTs pour augmenter la fluidité du réseau de la plaque continentale européenne et leur incitation au renforcement des interconnexions vers les « péninsules électriques » (Pays-Bas, Espagne, Italie, Scandinavie...) constituent deux axes majeurs de progrès du Marché intérieur à l'horizon 2005<sup>(44)</sup>. Ce progrès dépendra en outre de l'évolution de la Suisse, plaque tournante du marché de gros et aujourd'hui hésitante sur la politique à suivre au regard du Marché intérieur<sup>(45)</sup>.

Pour aborder le redémarrage des investissements de production à l'horizon 2005-2015, il serait souhaitable que l'on élabore des règles du jeu appropriées au niveau du marché européen, d'une part pour inciter les acteurs à investir et incidemment réduire les risques d'exercice de pouvoirs de marché, et d'autre part pour améliorer la cohérence des politiques énergétiques et environnementales mises en œuvre par les différents Etats membres. Les actions décidées par l'UE et animées par la Commission, comme les Directives « Marché intérieur de l'électricité », « ENR », « permis CO2 », « Grandes Installations de Combustion », etc..., cherchent déjà aujourd'hui à favoriser la cohérence des instruments utilisés entre Etats membres sur chaque politique identifiée. Mais l'articulation de ces politiques entre elles, décisive pour l'orientation des investissements, est encore à mettre en oeuvre.

## **C) Intégration des marchés, quelques conjectures : d'abord inciter à investir en responsabilisant les acteurs, et l'on maîtrisera plus aisément les pouvoirs de marché.**

1) la prise en compte des congestions et le développement des réseaux constituent un point central si l'on veut mettre en place des marchés de l'électricité à l'échelle de zones géographiques suffisamment vastes, et permettre ainsi la concurrence entre des producteurs ayant une taille suffisante pour bénéficier des économies d'échelle. Le modèle théorique de « nodal pricing » en créant de nouveaux marchés (marchés aux noeuds, droits financiers sur les capacités de transit) fait apparaître de « nouveaux échecs de marchés » : pouvoir de marché aux noeuds importateurs, incitations à ne pas investir pour les opérateurs de réseau, incohérence temporelle et spatiale des investissements de réseau si l'on introduit des « merchant investors ». De ce point de vue, la

---

(44) sachant que la construction de nouvelles lignes doit être abordée en mettant autour de la table l'ensemble des parties prenantes, ce qui n'est pas aisé dans le cadre institutionnel européen aujourd'hui.

(45) En septembre 2002, le peuple suisse a rejeté le référendum sur la Loi sur le marché de l'électricité (LME). Il n'existe donc pour le moment aucune base légale qui permette de réglementer l'ouverture du marché.

référence à PJM peut être trompeuse, dans la mesure où son intérêt tient sans doute à d'autres dispositions comme l'existence de marchés de capacité... L'option moins sophistiquée retenue en Angleterre-Pays de Galles qui consiste à responsabiliser le GRT sur les coûts de redispatching (sous le contrôle du régulateur) semble aujourd'hui plus robuste. Il reste à vérifier que l'on peut maîtriser les divers effets pervers associés, et que cette voie pourrait être mise en oeuvre à des échelles regroupant plusieurs Etats aux Etats-Unis ou en Europe.

2) Les débats se sont d'abord focalisés sur l'exercice du pouvoir de marché des producteurs : le secteur électrique est en effet l'un des rares domaines où l'on cerne assez bien ce qu'est le coût marginal de court terme d'un producteur en situation « normale ». On peut alors aisément développer des analyses concurrentielles en reconstituant des indices de Lerner. L'égalité entre coûts marginaux de court terme et de long terme n'est cependant vérifiée que s'il existe un continuum de technologies en fonction du couple (investissement, coût variable), ce qui n'est pas le cas, sauf à introduire explicitement les désutilités des consommateurs en situation de délestage. L'existence de prix élevés en situation tendue ne traduit donc pas nécessairement l'exercice d'un pouvoir de marché ; elle est de plus souhaitable si l'on veut que les acteurs décident un jour tout simplement d'investir.

Pour autant, on peut voir apparaître l'exercice abusif d'un pouvoir de marché en situation tendue, sans que l'on repère une « position dominante » au sens classique du terme, et sans que l'observation de « prix excessivement hauts » suffise à qualifier le comportement. Il faut alors mener des investigations spécifiques pour déceler des comportements de rétention de capacité de la part des producteurs, ou des stratégies « déviantes » de traders jouant sur les incohérences cachées du système au risque de le déstabiliser (cf Enron...). Le droit de la concurrence ordinaire (avec les approches classiques de marché pertinent, position dominante, indice de Lerner...) n'y suffit pas. Le cadre institutionnel américain est naturellement adapté dans la mesure où la FERC comme les cours fédérales de justice (et la Cour suprême) peuvent articuler missions de service public et droit de la concurrence, et développer des approches spécifiques aux enjeux d'un secteur économique.

La FERC a ainsi toujours autorité (selon le Federal Power Act de 1935) pour vérifier que les prix de gros sont « justes et raisonnables ». C'est pour permettre au régulateur anglais (et aux autorités anglaises de la concurrence) de développer ces analyses que l'Ofgem souhaitait mettre en place la clause de « Market Abuse Licence Condition »<sup>(46)</sup> dans les licences des opérateurs.

Face à la lourdeur et la complexité d'un tel dispositif, on mesure l'intérêt associé à la couverture par des contrats à terme de la quasi-totalité des échanges physiques. On a vu que dans ce cas, on supprimait quasiment toute incitation à manipuler les prix spots. Si de plus, ces contrats à terme étaient mis en place à un horizon cohérent avec la durée de construction de moyens de pointe (deux-trois ans), on disposerait des bons signaux d'investissement dans un contexte où les marchés sont « contestables », et donc l'exercice d'un pouvoir de marché à cet horizon quasiment impossible.

Trouver les incitations pertinentes pour inciter les acteurs à investir contribuerait ainsi à résoudre l'essentiel des questions liées à l'exercice du pouvoir de marché. D'où l'intérêt d'avancer rapidement sur les bonnes façons de responsabiliser les acteurs, et en particulier pour les fournisseurs, sur leur capacité ex ante à satisfaire en temps réel la demande d'extrême pointe. Se reposer sur les pouvoirs publics –via d'éventuels appels d'offre- peut être une solution de recours, mais elle présente le danger de « court-circuiter » le rôle des marchés de gros : sauf à croire en un « planificateur omniscient » et « bienveillant », il est probable que les moyens de pointe nécessaires arriveront ou trop tard, ou trop tôt et en trop grande quantité, ce qui déprimera alors encore davantage les marchés, dissuadera d'autant plus les investissements, et devrait logiquement mener à une reprise en main par les autorités publiques de l'essentiel des décisions structurantes du secteur (cf la Californie depuis 2001).

---

<sup>(46)</sup> voir [Ofgem 2000].



3) L'expérience acquise sur les marchés de l'électricité peut être utile dans d'autres domaines où l'on crée de façon « artificielle » de nouveaux marchés : c'est en particulier le cas des permis d'émissions négociables utilisés dans le cas des rejets de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> ou de CO<sub>2</sub>. On y retrouve les points clé de notre discussion :

- volatilité des prix et intérêt de permettre la mise en place d'instruments de couverture ;
- les possibles fluctuations inter-annuelles, les situations « d'extrême pointe », et l'intérêt d'une taxe-plafond « libérateur » (qui peut jouer le rôle du coût de défaillance exprimé par le price-cap global) ;
- signaux à moyen terme qui donnent une visibilité suffisante pour permettre aux acteurs d'investir sur la base des technologies existantes ;
- incitations à long terme pour trouver de nouvelles technologies (R&D)...
- cohérences des règles du jeu entre les secteurs économiques concernés, et entre les pays de l'Union européenne (et le cas échéant au-delà).

4) Les perspectives énergétiques mondiales à 30 ans et au-delà suggèrent des prix de l'énergie, notamment de l'électricité, plus élevés qu'aujourd'hui, compte tenu de la raréfaction des énergies non renouvelables et de l'internalisation des coûts environnementaux. Cette image ne coïncide pas spontanément avec l'objectif affiché jusqu'à présent par les politiques d'ouverture du marché à la concurrence (baisse de prix résultant de gains de productivité). Elle renforce néanmoins notre conclusion évoquée pour l'Europe, à savoir l'enjeu à développer et structurer des débats publics et démocratiques, capables d'un recul suffisant pour associer les trois volets traditionnels de la politique énergétique (compétitivité, sécurité d'approvisionnement, environnement), tout en s'appuyant sur une expertise capable de prendre en compte la complexité technique du secteur électrique.

---

## Références bibliographiques

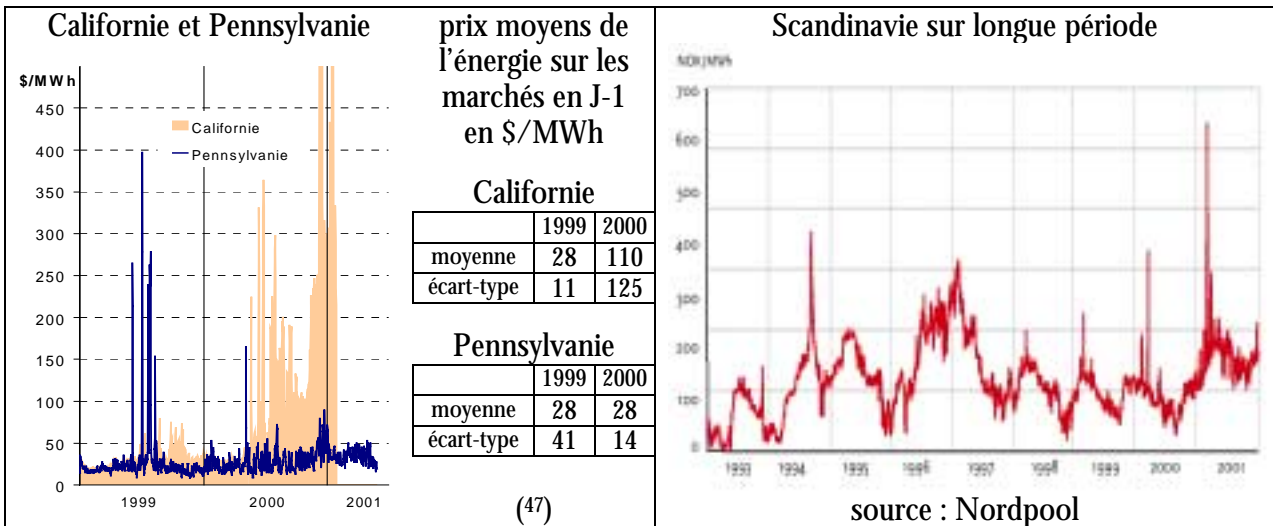
- [Bouttes Leban 1995] « Concurrence et réglementation dans les industries de réseau en Europe : du cas général à celui de l'électricité ». Jean-Paul Bouttes et Raymond Leban. *Journal des Economistes et des Etudes Humaines*. Vol. 6, n°2/3, juin-septembre 1995. pp 413-448.
- [Bouttes Leban Lederer 1993] "Organisation et régulation du secteur électrique." CEREM. Décembre 1993.
- [Bouttes Leban Trochet 2001] "La crise du marché électrique californien." Jean-Paul Bouttes, Raymond Leban et Jean-Michel Trochet. *Revue de l'Energie* n°526. mai 2001.
- [Bouttes Trochet 1995] "Le pragmatisme des réformes américaines ». Jean-Paul Bouttes et Jean-Michel Trochet. *Revue de l'Energie*. n°465. janvier-février 1995.
- [Bowring-Gramlich 2000] "The Role of Capacity Obligations in a Restructured Pennsylvania-New Jersey -Maryland Electricity Market," *The Electricity Journal*, Novembre 2000, 57-67.
- [Bushnell Stoft 1996] "Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime". James B.Bushnell, Steven E.Stoft. *Journal of Regulatory Economics*. 10:61-79. 1996.
- [CERA 2002] "From Bad to Worse". Cambridge Energy Research Associates. *North American Electric Power Watch*. Summer 2002.
- [CERA 2001] "Regulation versus Market Competition : is Electricity Restructuring Changing Course ?" Cambridge Energy Research Associates. *North American Electric Power Watch*. Winter 2001.
- [EEnergy Informer 2002] "Shakeout of Energy Trading Companies Continues". *EEnergy Informer*, July 2002. tableau p.2 (source : Energy Markets, March 2002).
- [Fabra-Von der Fehr-Harbord 2002] "Modelling electricity auctions". Natalia Fabra, Nils-Henrik von der Fehr, David Harbord. *The Electricity Journal*. August-September 2002.
- [FERC 2000 a] "Investigation of bulk power markets : Northeast Region". FERC. November 1, 2000.
- [FERC 2000 b] " States of the market 2000 : measuring performance in energy market regulation". Mars 2000.
- [FERC 2002 a] "Initial report on company-specific separate proceedings and generic reevaluations; fact-finding investigation of potential manipulation of electric and natural gas prices". FERC August 2002.
- [FERC 2002 b] « Demand Response Programs ». FERC. Docket No. AD02-23-000. octobre 2002.
- [FERC 2002 c] "Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design". Notice of Proposed Rulemaking. Docket No. RM01-12-000. Eté 2002.
- [Green 2002] "Retail competition and electricity contracts". Richard Green. November 2002. For presentation at Conference on Wholesale Markets for Electricity. Toulouse, November 22-23, 2002.
- [Green-Newbery 1992] "Competition in the British Electricity Spot Market". Richard Green, David Newbery. *Journal of Political Economy*. 1992, 100. 929-53.
- [Hogan 1992] "Contract Networks for Electric Power Transmission". William W.Hogan. *Journal of Regulatory Economics*. 4;211-242. 1992.

- [Joskow 1998] "Comments on the report on market issues in the California Power Exchange and the preliminary report on market operations of the ancillary services markets of the California Independent System Operator". P.Joskow. September 1, 1998.
- [Joskow Kahn 2002] "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000". Paul Joskow et Edward Kahn. The Energy Journal. Vol 23, n°4, 1-35.
- [Joskow Tirole 2000] "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks." Paul Joskow and Jean Tirole. Rand Journal of Economics, 31(3): 450-487. Autumn 2000.
- [Joskow Tirole 2002] "Transmission investment : alternative institutional framework". Draft of Nov.21. 2002. For presentation at Conference on Wholesale Markets for Electricity. Toulouse, November 22-23, 2002.
- [Klemperer 2000] "Applying Auction Theory to Economics". Paul Klemperer. Very preliminary draft of an Invited Symposium paper for the World Congress of the Econometric Society. August 2000. (*référence à mettre à jour*).
- [Klemperer 1999] "Auction Theory : A guide to the Literature". Paul Klemperer. Journal of Economic Surveys. Vol 13(3) . July 1999. pp 227-286.
- [Klemperer Meyer 1989] "Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty." P.D.Klemperer, M.A.Meyer. Econometrica, Vol. 57 (1989), pp. 1243-1277.
- [Léautier 2001] "Electricity auctions". Thomas-Olivier Léautier. Journal of Economics and Management Strategy. Vol. 10. n°3. Fall 2001. 331-358.
- [Newbery 1998 a] "The regulator's review of the English electricity pool". David M.Newbery. Utilities Policy. Vol.7, n°3. September 1998.
- [Newbery 1998 b] "Competition, contracts, and entry in the electricity spot market". David M.Newbery. RAND Journal of Economics. Vol 29, N°4. Winter 1998.
- [Nordpool 2002] "Nordpool ASA Annual Report 2001".
- [Ofgem 2000] "The importance of the Market Abuse Licence Condition for the protection of consumers and competition". Ofgem. Final submission to the Competition Commission. Public version. November 2000.
- [Ofgem 2002] "The review of the first year of NETA : a review document". tome 1. Ofgem. July 2002
- [PJM 2001] Reliability Assurance Agreement among Load Serving Entities in the PJM Control Area. Issued on December 26, 2000. Includes FERC-Approved Revisions As Of June 1, 2001.
- [Platts 2002] "Power In Europe". divers numéros de l'année 2002.
- [Shuttleworth 2002] "Hot Topics in European Electricity : What is Relevant and What isn't ?". Graham Shuttleworth. The Electricity Journal. October 2002.
- [Wolfram 1998] "Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales," Wolfram, C., RAND Journal of Economics, 29(4), 703-725, 1998.
- [Wolfram 1999] "Measuring duopoly power in the British electricity spot market". Catherine D.Wolfram. The American Economic Review. September 1999.

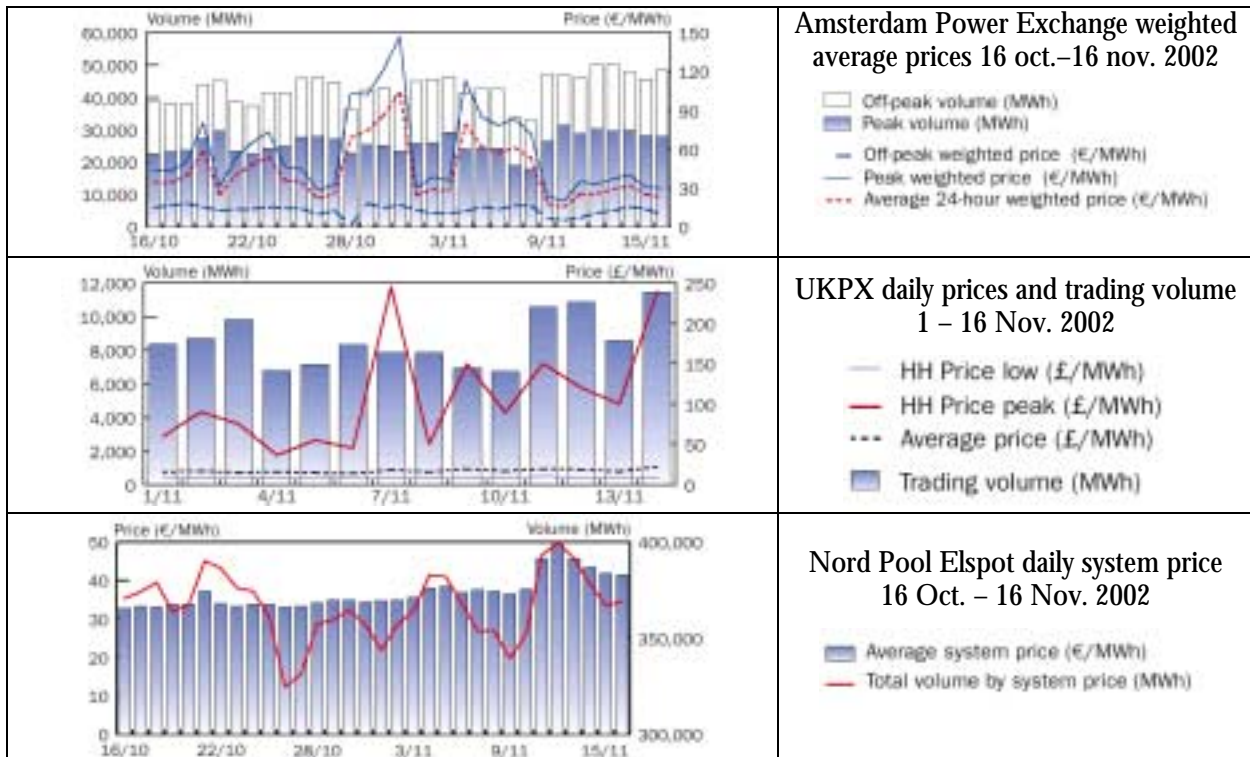
## ANNEXE illustrations des volatilités contrastées des prix spots

Les quelques graphiques ci-dessous illustrent des variabilités et volatilités de prix contrastées :

- faibles en heures creuses de systèmes thermiques non tendus (Royaume-Uni, Pays-Bas) ou en semaines « creuses » de système hydrauliques avec stocks suffisants ;
- élevées dans des systèmes thermiques en heures de pointe (Royaume-Uni, Pays-Bas) ou dans des systèmes hydrauliques en « saisons » de faibles stocks hydrauliques ;
- extrêmes dans des systèmes tendus en capacité (Californie en 2000).



### Prix sur trois marchés spot européens entre mi-octobre et mi-novembre 2002



(47) graphique Californie et Pennsylvanie: prix journaliers, égaux aux moyennes des prix horaires sur les heures (non pondérés par la demande), et sur les nœuds (des LMP pondérés par la demande) sur le Hub Ouest de Pennsylvanie. Tableaux : moyennes et écart-types (non pondérés par la demande) des prix journaliers représentés en graphique.