

5 décembre 2002

Conférences Jules Dupuit

Marchés de gros et bourses de l'électricité

Claude Crampes

crampes@cict.fr

Les grands principes qui président à l'organisation de l'industrie électrique européenne sont contenus dans la directive 96/92¹, transposée en droit français par la loi du 10 février 2000.² Il s'agit essentiellement d'améliorer l'efficacité de l'industrie électrique dans les pays de l'Union européenne en faisant appel aux mécanismes de marché, sans remettre en cause la sécurité des approvisionnements et la fiabilité du système. Le nouveau cadre réglementaire, se veut plus libéral. Mais il en appelle à l'ensemble des mécanismes économiques, du plus dirigiste au plus décentralisé, pour arriver à démonter sans la briser la complexe machine qu'est un système électrique.

En effet, certains segments (transport et distribution) ont le statut de "monopoles naturels" alors que d'autres (génération et négoce) peuvent être confiés aux mécanismes marchands. Mais pour faire avancer au même rythme des activités aussi techniquement intégrées mais dorénavant économiquement séparées, il faut faire circuler une grande quantité d'informations. Sur les marchés, ce sont les prix qui véhiculent l'information. Nous commencerons donc par rappeler les mécanismes élémentaires de fixation des prix (section 1).

Les places de marché qui permettent maintenant à un nombre croissant de vendeurs et d'acheteurs d'échanger de l'énergie et des contrats financiers adossés à l'énergie sont des lieux de grande liberté ... à condition de respecter une kyrielle de règles extrêmement contraignantes qui ont pour objectif d'imiter le fonctionnement d'un marché parfaitement concurrentiel. Il en découle que les prix concurrentiels de l'énergie sont des signaux qui reflètent le talent des architectes du marché, au moins autant qu'ils reflètent la rareté et l'utilité de l'électricité qui y est échangée (section 2).

Sur ces marchés, les intervenants, en particulier les générateurs, sont encore trop peu nombreux pour ne pas être incités à se comporter de façon stratégique. Ils cherchent à faire monter les prix par des politiques de rétention de capacité qui, quand la demande est très aléatoire, peuvent provoquer une pénurie d'électricité (section 3).

Les contraintes techniques du secteur imposent la multiplication (dans le temps et dans l'espace) des places de marché pour un même produit. Cette multiplicité peut se justifier en termes

¹ Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, *Journal officiel* n° L 027 du 30/01/1997 p. 0020 - 0029, europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=fr&numdoc=31996L0092&model=guichett.

² Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, *J.O* n° 35 du 11 février 2000, page 2143 www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=ECOX9800166L

d'ajustement à une information de plus en plus précise, mais elle est préjudiciable à l'efficacité économique. Les traders jouent un rôle positif dans la résorption des écarts de prix entre ces différents marchés (section 4).

1. Comment se déterminent les prix?

1.1 On peut distinguer trois grandes familles de méthodes pour fixer les prix des biens et services en général et les prix de l'électricité en particulier.

- prix administrés:

les prix sont fixés par une administration, par une entreprise publique ou par une entreprise privée disposant d'un fort pouvoir de marché, souvent placée sous le contrôle d'une entité régulatrice. C'est ce qui se passe dans la plupart des pays pour les tarifs de l'électricité vendue aux particuliers qui restent captifs de leur distributeur local. Par nature, ces prix sont publics et proposés pour une durée fixée à l'avance à l'ensemble des acheteurs potentiels.

- prix contractuels:

à l'occasion de chaque transaction, les deux parties négocient le prix de cession de la marchandise selon un protocole prédéterminé ou de façon totalement improvisée. C'est la procédure actuellement suivie par les gros consommateurs d'électricité qui sont autorisés à choisir leur(s) fournisseur(s) et peuvent donc négocier les prix. Chaque prix reste théoriquement secret.

- prix spot:

sur un marché avec agents anonymes, le prix se détermine de façon à rendre compatibles les plans agrégés d'offre et de demande. Le prix d'équilibre est connu de tous car il est payé par chaque acheteur et versé à chaque vendeur. Il est éphémère. L'autorité responsable du marché sert d'intermédiaire financier, récoltant le règlement des achats pour le reverser aux vendeurs. Les marchés de gros et les bourses de l'électricité fonctionnent selon cette modalité³.

³ UKPX (www.ukpx.com), PowerEX (www.powerex.net) et IPE (www.ipe.uk.com) en Grande Bretagne, Powernext (www.powernext.fr) en France, OMEL (www.omel.es) en Espagne, APX (www.apx.nl) au Pays Bas, Nordpool (www.nordpool.no) en Scandinavie, EEX (www.eex.de) en Allemagne, EXXAA en Autriche (www.exaa.at), PolPX (www.polpx.pl) en Pologne.

1.2. Chacune de ces méthodes a ses avantages et ses inconvénients, ce qui explique que la plupart des solutions pratiques observées consistent à les combiner plutôt qu'à recourir exclusivement à l'une d'elles⁴. En démantelant les entreprises électriques traditionnellement intégrées verticalement et horizontalement, la directive a créé de nouvelles interfaces pour lesquelles il faut trouver des mécanismes de fixation des prix. En effet, à l'interface traditionnelle distributeur/client, s'ajoutent ou se substituent maintenant les interfaces générateur/client, générateur/trader, trader/client, générateur/transporteur, générateur/générateur, etc. Chacune de ces interfaces a ses spécificités en termes de capacité de calcul des agents, de pouvoir de négociation, de possibilité de repli, etc. Le mécanisme de fixation du prix retenu pour une interface donnée doit impérativement tenir compte de ces spécificités.

1.3. Parce que les petits consommateurs d'électricité que sont les ménages et les commerçants ont de très faibles capacités d'adaptation de leur demande à court terme, tant qu'il n'existe pas une concurrence entre négociants (comme il en existe dans le commerce du fioul domestique par exemple), leur interlocuteur est le distributeur, donc un monopole local. Les prix sont alors presque toujours des tarifs régulés pour éviter tout abus de pouvoir de marché. Ces prix administrés ont souvent l'inconvénient d'être choisis sans référence réelle avec la disposition à payer des demandeurs. Ils sont essentiellement fixés sur la base du coût de production des offreurs, coût comptable ou coût standard. De plus, pour des raisons de "justice sociale", les discriminations de prix sont prohibées et les distributeurs se voient imposer des obligations de service public ou universel⁵. Il en résulte que le volume échangé risque d'être très différent de celui qui serait choisi par un dictateur rationnel, bienveillant, omnipotent et bien informé, bref différent du volume qui est optimal pour la collectivité, l'optimalité étant traditionnellement définie en termes de surplus collectif maximum, sans pondération des agents. En réalité, les tarifs administrés sont généralement présentés sous la forme d'un menu offert à tous. Il n'y a donc pas, en apparence, de discrimination. Chacun est libre de choisir à l'intérieur du menu le tarif qu'il juge le plus avantageux mais, si le menu est bien conçu, chaque tarif est adapté aux différents types de consommateurs ce qui permet de pratiquer une discrimination du second degré (dans la classification de Pigou).

⁴ Par exemple, les procédures d'enchères sont un mécanisme hybride de système administré et de concurrence. Le vendeur (resp. l'acheteur) décide non pas le prix mais la méthode selon laquelle les acheteurs (resp. les vendeurs) se concurrencent par leurs annonces de prix. Le vendeur (resp. l'acheteur) organise ainsi l'extraction d'information des acheteurs (resp. des vendeurs) en tirant parti de leur pluralité. Selon le type d'enchère, le prix de cession peut rester secret ou être rendu public.

⁵ Voir le titre 1 de la Loi n° 2000-108.

1.4. Sur un marché spot, le prix d'équilibre est un reflet fidèle de la disposition à payer des demandeurs et de l'exigence à être payés des vendeurs. Si les uns et les autres sont suffisamment nombreux, la concurrence peut pleinement s'exprimer et le prix indique quels sont le coût marginal et l'utilité marginale du kWh. Pour l'acheteur, le prix est donc un signal fiable du coût social de ses décisions d'achat et, symétriquement, pour le vendeur le prix est un signal fiable de l'utilité sociale de ses décisions de production. Par conséquent, avec un marché spot, les mécanismes concurrentiels vont pousser les échanges jusqu'à l'optimum. Puisque les prix reflètent fidèlement les caractéristiques de l'offre et de la demande, ils fluctuent au gré des variations de l'une et de l'autre. Dans l'industrie électrique, les technologies de production sont très variées et l'offre de chaque installation est susceptible de fortes variations plus ou moins prévisibles à court et à moyen termes. Par exemple, la production d'une éolienne est très difficile à prévoir, celle d'une centrale thermique beaucoup plus facile. Mais l'interconnexion des installations et l'organisation en réseau permettent de réaliser une péréquation de ces variations temporelles et de ces risques. Les variations de l'offre à court terme viennent des besoins de maintenance des équipements et des décisions stratégiques des générateurs (voir *infra* section 3): elles sont donc, sauf gros accident, assez facilement contrôlables par les générateurs. C'est essentiellement du côté de la demande que viennent la variabilité et l'aléa. Nuit, week-end, vacances sont des périodes prévisibles de faible demande. Si les capacités restaient inchangées, les prix devraient être logiquement plus bas pendant ces périodes que les jours ouvrés ... sauf si les générateurs réduisent simultanément leur offre. Les aléas sont surtout dus à la demande d'électricité pour le chauffage et la climatisation, intimement liée aux aléas de la température. Cependant, notons que pour éviter tout risque d'abus de pouvoir de marché par un gros producteur ou par un groupe de producteurs, sur les marchés de gros de l'électricité il est souvent prévu un prix plafond, donc un prix administré. En cas de grave pénurie d'énergie, on ne saura donc pas véritablement jusqu'où le prix aurait pu monter, donc combien les demandeurs auraient été prêts à payer.

1.5. Les agents qui sont obligés de prendre des décisions pour le long terme apprécient peu le caractère éphémère du prix spot. Sa volatilité provoque aussi des réticences chez les agents peu enclins à prendre des risques. Les prix contractuels n'ont pas l'inconvénient d'être éphémères et volatils. Ils sont fixés pour la durée du contrat et généralement révisables selon une procédure explicite. La négociation et la rédaction du contrat sont coûteuses de sorte que beaucoup de

contrats sont standardisés. Dans le cas le plus courant, les cases restant à remplir concernent essentiellement l'identité des parties et le prix. Seuls les très gros contrats font l'objet d'une négociation article par article. Mais dans tous les cas, l'objet du contrat est fixé pour une durée déterminée: volume, qualité, date, localisation et prix sont connus pour plusieurs périodes. Le prix qui, sur les marchés spots, est surtout l'instrument de répartition du surplus a ici une fonction supplémentaire: il sert à partager les risques. Le contrat présente un autre avantage. Il constitue un objet économique en lui-même, et il est donc susceptible d'être cédé: de gré à gré ou sur des marchés organisés à cet effet si c'est un contrat standardisé; en totalité ou pour certaines de ses composantes (par exemple les risques au moyen de réassurances). Il ne faut pas en déduire que le contrat est la meilleure de toutes les solutions. Il est coûteux à préparer, à exécuter et à contrôler; il a pu être négocié maladroitement ou dans des conditions d'information imparfaite. Parce qu'il rigidifie les relations commerciales, il peut empêcher de tirer parti d'une meilleure occasion susceptible de se présenter.

1.6. Les entreprises ont évidemment intérêt à jouer sur les différentes possibilités de réaliser des transactions que leur propose le législateur et donc à tirer parti à la fois de prix fixés par contrats et de prix flexibles gagnés sur des marchés, sans oublier les calculs opportunistes qui permettent de tirer parti de prix administrés. La meilleure combinaison sécurité-souplesse dépend de la technologie utilisée, de l'état du parc des installations de génération, des produits offerts par les institutions de crédit et d'assurance, des prévisions de demande, et ... de la façon dont est organisée l'industrie électrique libéralisée, en particulier de l'organisation de ses marchés de gros.

2. L'organisation des marchés

2.1. Dans l'esprit du public, libéraliser et laisser faire sont des synonymes. En réalité, vouloir introduire des mécanismes concurrentiels dans un secteur industriel tel que l'industrie électrique exige un règlement particulièrement tatillon:

- une sélection sévère pour accéder au(x) marché(s),
 - sélection technique,
 - sélection financière
- des règles d'enchères pour préciser:
 - le calendrier,
 - le format des enchères,

- la méthode d'appariement,
- la résolution des conflits en temps réel,
- la gestion des crises,
- ...
- des règles de collecte des fonds et de paiement aux vendeurs,
- des règles d'information et de transparence sur les enchères,
- des règles d'organisation et de gouvernance de l'opérateur du marché,
- ...

2.2. A titre d'illustration, examinons certaines des règles du marché de gros de l'électricité en Espagne. En application de la loi 54/1997 du 27 novembre ("loi du secteur électrique") et du décret royal 2019/1997 du 26 décembre 1997⁶, le marché espagnol de la production comprend un marché du lendemain (mercado diario), un marché d'ajustements (mercado intradiario), un marché des services auxiliaires (mercado de servicios complementarios) et des contrats physiques bilatéraux.

Le règlement du marché espagnol⁷ a été établi conjointement par l'opérateur du marché (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, OMEL) et l'opérateur du système (Red Eléctrica de España⁸). Il énumère (sur 172 pages dans sa version anglaise) trente-deux règles auxquelles les agents qui souhaitent participer au marché doivent formellement adhérer en signant un contrat:

- les règles 1 et 2 définissent la portée du règlement et la nature du contrat d'adhésion que doivent signer les participants,
- les règles 3 à 12 concernent le fonctionnement du marché du lendemain (ou marché J-1),
- les règles 13 à 20 concernent le fonctionnement du marché temps réel (ou d'ajustement),
- la règle 21 décrit la procédure de détermination de l'équilibre sur chaque marché,
- les règles 22 et 23 décrivent la procédure de règlement financier,
- les règles 24 et 25 décrivent le déroulement horaire des opérations,
- les règles 26 à 28 exposent les relations liant l'opérateur du marché et l'opérateur du système,
- les règles 29 et 30 traitent des procédures de réclamation et de résolution des conflits,

⁶ Ces deux textes sont disponibles sur le site de l'OMEL, www.mercaelectrico.comel.es, rubrique "Normativa".

⁷ Voir "Electricity Market Activity Rules" (avril 2001) sur le site de l'OMEL (Operador del Mercado Eléctrico Español), www.mercaelectrico.comel.es/es/pdfs/EMRules.pdf

⁸ www.ree.es

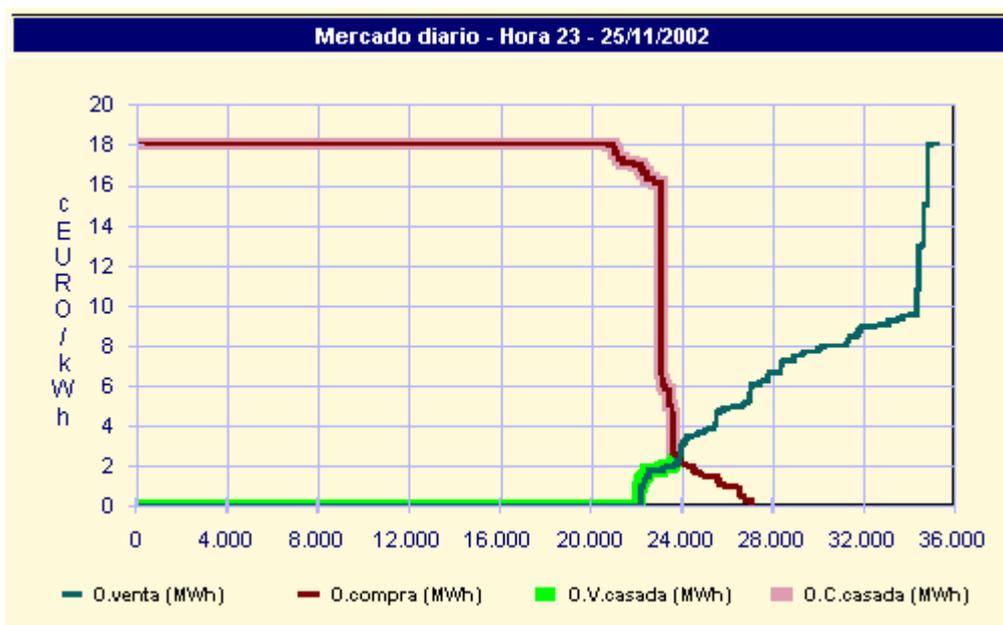
- la règle 31 traite de l'information du public et la règle 32 convertit en euros le prix plafond 30 pesetas/kWh = 18,03 c€/kWh.

Il est bien sûr hors de question d'entrer ici dans le détail de ces règles. A titre d'illustration des contraintes imposées aux participants et aux responsables du marché, jetons un coup d'œil au déroulement horaire sur le marché J-1.

- avant 8:30, le "**S**ystem **O**perator" (Redesa) informe le "**M**arket **O**perator" (OMEL) sur les prévisions de demande, l'état du réseau de transport, la capacité des liaisons internationales, l'indisponibilité partielle ou totale des unités de production pour chaque heure du lendemain, etc.
- avant 10:00, les participants doivent transmettre au MO par voie électronique leurs offres d'achat et de vente (nets de leurs engagements contractuels). Le MO peut commencer à faire tourner ses algorithmes.
- avant 11:00, les participants informent le MO de l'énergie contractualisée pour chaque heure du lendemain et les distributeurs des injections faites dans leur réseau par les installations en "régime spécial".
- avant 11:00, le MO met l'ensemble des données des équilibres horaires à la disposition du SO et informe chaque agent de la partie qui le concerne (prix d'équilibre et quantités à produire ou à acheter).
- à partir de la réception des informations sur les équilibres horaires qui les concernent, les participants disposent de 30 minutes pour déposer des réclamations auprès du MO.
- avant 12:00, le MO informe les participants de la nécessité ou non de recalculer les équilibres horaires.
- avant 12:00, les vendeurs et les acheteurs mettent à la disposition du MO (qui transmet au SO) la répartition par nœud d'injection et de soutirage de leurs plans de vente et d'achat.
- à partir de 12:00, le SO, assisté du MO, vérifie si ce dispatching respecte les contraintes réseau du système. Si ce n'est pas le cas, il lance ses algorithmes de résolution des contraintes techniques.
- avant 14:00, le SO doit mettre à la disposition du MO un programme provisoire réalisable, et le MO doit informer les participants des éléments qui concernent leurs points d'injection et de soutirage.
- le SO publie les besoins en réserves secondaires, et commence alors la procédure de transmission des offres de vente et d'achats pour ces services. Elle se termine à 15:30.

- avant 16:00, le SO calcule les équilibres du marché des réserves et en informe les participants. Quand cette phase est terminée, le SO met le programme réalisable définitif à la disposition du MO et informe les participants de la partie qui les concerne.
- à 24:00, fin de la période de transmission des offres de service pour les réserves tertiaires.

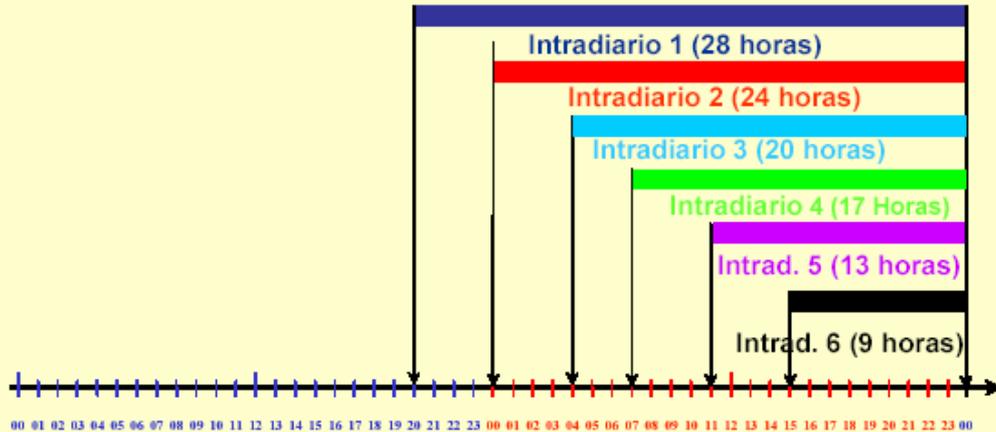
2.3. Le graphique ci-dessous illustre le bouclage de l'équilibre sur un marché horaire du lendemain dans le système espagnol (23:00 le 25/11/02).



Pour sa part, le marché d'ajustement (mercado intradiario) comprend six sessions de durée décroissante au fur et à mesure qu'avance la journée. Chaque session est un ensemble de marchés fonctionnant sur les mêmes principes que les marchés du lendemain. La première session, session longue, porte sur 28 heures. Il en résulte que, en incluant le marché du lendemain, chaque heure peut faire l'objet de 7 fixations de prix différentes et même 8 pour les heures de la soirée.

HORARIO DEL MERCADO INTRADIARIO

6 sesiones diarias



Ainsi, pour le créneau 23:00 du 25/11/02, on peut relever les prix suivants:

	diario	intra 1	intra 2	intra 3	intra 4	intra 5	intra 6	intra 1'
c€/kWh	2,261	1,999	2,061	1,900	1,850	1,850	2,161	1,957

On voit que ce système ouvre de nombreuses possibilités d'arbitrage sur lesquelles nous reviendrons dans la section 4.

L'exemple espagnol montre bien la difficulté de faire jouer les mécanismes concurrentiels dans une industrie aussi complexe que l'industrie électrique moderne, où la plupart des centrales sont connectées à l'ensemble du réseau national, sinon au réseau européen. Il faut exiger des participants beaucoup de discipline et beaucoup de rigueur, car l'erreur de l'un risque de provoquer un désastre pour tous les participants.

3. Comportements stratégiques

Compte tenu des droits et obligations décrits dans les règles du marché, les agents économiques se comportent au mieux de leurs intérêts. Les entreprises privées vont donc naturellement

chercher à extraire le maximum de profits du marché. Il existe maintenant un nombre suffisant d'études économétriques pour prouver que les générateurs utilisent toutes les imperfections des marchés de gros pour exploiter leur pouvoir de marché⁹. Nous allons ici montrer comment se comportent les générateurs dans une situation où ils doivent choisir leur capacité de production et leur prix de vente¹⁰.

3.1. Il y a deux générateurs notés a et b . Le coût unitaire de production de l'entreprise i est c_i tant que la production est plus petite que la capacité disponible K_i et il est infini au-delà. Le jeu se joue en deux étapes: d'abord les deux entreprises s'engagent sur les capacités, ensuite elles annoncent le prix minimum qu'elles exigent. Chacune n'annonce qu'un prix, le "bid" B_i . La demande est totalement inélastique. Le prix du kWh est l'enchère la plus élevée qui permet d'équilibrer offre et demande quand les offres de vente sont classées par ordre croissant (ordre de préséance). Ce prix est payé pour chaque kWh appelé par le MO, quel que soit le générateur appelé en dernier (enchère à "prix uniforme"). Il existe un prix plafond imposé par les autorités du marché. Il n'y a aucune contrainte de "pas", ni pour le prix, ni pour les quantités.

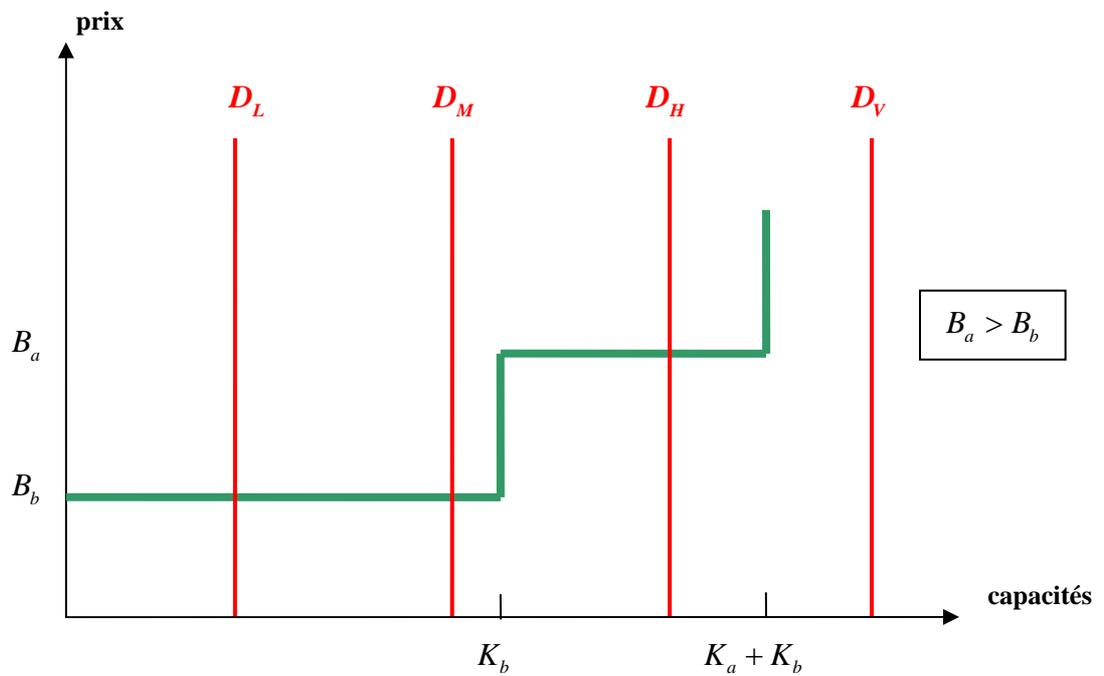
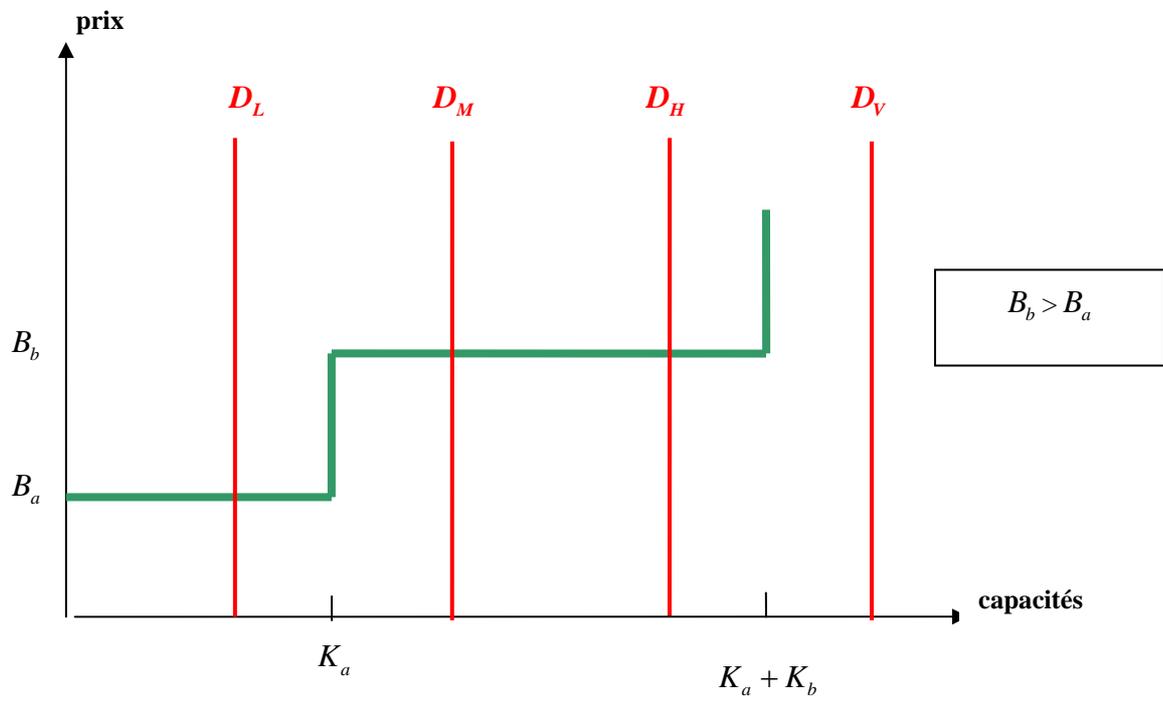
3.2. Comme on peut le voir sur les graphiques de la page suivante (où on a posé $K_b > K_a$), les conditions de fixation du prix d'équilibre sont très différentes selon la position de la demande par rapport aux capacités disponibles:

- si la demande est plus petite que la plus petite des capacités (D_L), le prix est égal à la plus petite enchère, on est donc dans les conditions d'une concurrence à la Bertrand;
- si la demande est comprise entre les deux capacités (D_M), le prix est égal à l'enchère du plus gros générateur;
- si la demande est plus grande que la plus grande capacité mais inférieure à la capacité totale disponible (D_H), le prix est égal à la plus haute enchère;
- si la demande est plus grande que la capacité totale disponible (D_V), le prix n'est pas défini.

⁹ Voir par exemple S. Borenstein, J. Bushnell et F. Wolak (2002), "Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity markets", Power WP, Berkeley, www.ucei.berkeley.edu/ucei/PDF/csemwp102.pdf

¹⁰ Pour les détails du modèle, voir C. Crampes et A. Creti (2002) "Price bids and capacity choice in electricity markets", IDEI, www.idei.asso.fr/Commun/Articles/Creti/price.PDF

Détermination du prix d'équilibre ($K_b > K_a$)



3.3. On voit que seule la situation D_L constitue un vrai cadre de concurrence parfaite ... que les deux générateurs ont donc intérêt à éviter, surtout celui dont le coût de génération est le plus élevé puisque ses ventes y sont nulles.

Dans la situation D_M , le gros générateur est toujours le faiseur de prix, qu'il enchérisse haut ou qu'il enchérisse bas. Mais, s'il enchérit en dessous de son concurrent, il rafle tout le marché alors que s'il enchérit au-dessus il est réduit à ne servir que la demande résiduelle. L'équilibre en prix va donc consister *i)* pour le gros à annoncer le prix plafond et *ii)* pour le petit à annoncer un "prix limite", prix qui rend le gros indifférent entre satisfaire toute la demande à ce prix et ne servir que la demande résiduelle au prix plafond. Le petit générateur tire donc profit de la situation: il sert toute la demande au prix plafond alors qu'il a annoncé un prix substantiellement plus faible et ne peut donc pas être accusé d'abus de pouvoir de marché.

Si la demande est D_H , la situation est plus compliquée car le choix est symétrique pour les deux producteurs: ne servir que la demande résiduelle mais au prix plafond ou vendre toute sa capacité à un prix limite qui dépend du coût de génération du concurrent, du prix limite et des capacités proposées sur le marché. Il y a alors pluralité d'équilibres en prix, aucun ne pouvant être éliminé par un argument de dominance au sens de Pareto. On peut donc supposer que les entreprises jouent en stratégies mixtes. Les stratégies mixtes d'équilibre affectent des probabilités qui croissent avec l'enchère, ce qui assure aux joueurs une espérance de gains élevée.

Quand la demande est D_V , le prix versé aux producteurs est celui qui est prévu dans le règlement du marché en cas d'insuffisance de capacité. Pour simplifier l'analyse, on suppose que les générateurs sont juste compensés pour leur coût de production; donc leur profit est nul.

3.4. Compte tenu de ces règles, la situation la plus profitable pour les producteurs d'électricité est évidemment D_H , où la totalité de la capacité est nécessaire pour satisfaire la demande. Il est donc très tentant de fabriquer cette situation, c'est-à-dire, à la première étape du jeu, de retirer des capacités pour transformer une situation de demande faible ou moyenne en une situation de demande élevée. Dans cette décision de retrait, les éléments à prendre en compte sont de deux types:

retirer des capacités accroît les chances de faire monter le prix mais réduit les gains à prix donné. Il y a donc un phénomène de passager clandestin puisque l'idéal est que ce soit le concurrent qui consente à réduire sa capacité;

retirer de la capacité accroît le risque de se retrouver dans la situation D_V , donc d'avoir un profit nul.

On peut montrer que, à l'équilibre il y a effectivement d'importants retraits de capacité de la part des générateurs mais que la probabilité de manquer d'énergie est très faible. En particulier, si les prévisions de demande sont assez précises, les stratégies de retrait ne mettront jamais en péril l'approvisionnement en électricité (à condition évidemment qu'il existe suffisamment de capacité opérationnelle).

Les études empiriques corroborent tout à fait les résultats de ce genre d'étude théorique. Par exemple Borenstein *et alii* (2002) ont utilisé des données tirées du marché californien (juin 1998 à octobre 2000) pour mettre en évidence des écarts significatifs entre prix observés et prix concurrentiels, en particulier pendant les mois d'été où la demande est très élevée. Les dépenses en électricité sur le marché de gros californien sont passées de 2,04 milliards de dollars pendant l'été 1999 à 8,98 milliards de dollars pendant l'été 2000. Borenstein *et alii* estiment que 21% de cette hausse sont imputables à la hausse des coûts de production, 20 % à un accroissement des bénéfices concurrentiels et les 59% restants à un accroissement du pouvoir de marché.

Une partie de cette augmentation des "rentes de monopole" est probablement explicable par une collusion tacite entre les producteurs. En effet comme le jeu horaire est répété 8760 fois par an, sans date prévisible d'arrêt, l'application des principes de la théorie des jeux suggère que les générateurs ont une forte incitation à surmonter la fatalité du dilemme du prisonnier. Puisque, comme nous l'avons vu, les enchères à prix uniforme permettent d'encaisser un prix très élevé sans avoir à le demander, il n'est probablement pas très difficile d'organiser, ou de laisser s'instaurer, une répartition des rôles pour que les autorités ne puissent pas accuser l'un des joueurs de pousser systématiquement les enchères à la hausse.

4. Négoce et arbitrage

4.1. Compte tenu de la complexité et de la fragilité des systèmes électriques, compte tenu de l'impossibilité de stocker le produit, il faut qu'un opérateur central assure l'équilibre permanent de l'offre et de la demande des flux physiques en chaque nœud en respectant toutes les contraintes techniques du réseau. Dans un système décentralisé, le dispatching est organisé un

jour à l'avance, de sorte que les intervenants (surtout les générateurs) savent dès la veille combien ils gagneront sur chacun des 24 marchés horaires du lendemain pour lesquels ils ont présenté des offres de vente. Mais la demande est très variable à court terme (à cause d'une dépendance de plus en plus forte aux conditions météo) et, de plus, certains des générateurs ne pourront pas tenir leurs engagements. Le gestionnaire du système doit donc également prévoir des ajustements en temps réel, c'est-à-dire pouvoir appeler au dernier moment un générateur en renfort ou demander à un acheteur de s'effacer. Dans le cadre d'une industrie libéralisée, cela signifie qu'il faut créer un ou des marchés d'ajustement. La conséquence est que, pour un même marché (une même heure), nous aurons presque sûrement deux prix différents: le prix fixé la veille sur le "marché du lendemain" et le prix fixé le jour même sur le "marché en temps réel" ont peu de chances d'être égaux. Il est clair que les générateurs (et les gros acheteurs) doivent prendre en compte le marché en temps réel au moment de soumettre les offres de vente (et d'achat) pour le lendemain. Mais la forte probabilité d'une différence entre les deux prix¹¹ va aussi attirer un autre type d'agent qui n'est pas nécessairement un membre de l'industrie électrique: le trader.¹² Le trader va arbitrer entre les différents prix; il va acheter sur le marché du lendemain de l'heure h et vendre sur le marché en temps réel de la même heure h s'il prévoit que le prix sera demain, au moment du dispatching réel, plus élevé qu'il n'est aujourd'hui, au moment du dispatching prévisionnel. Il fera l'opération inverse s'il pense que le prix du marché réel h sera plus bas que celui du marché du lendemain pour la même heure h .

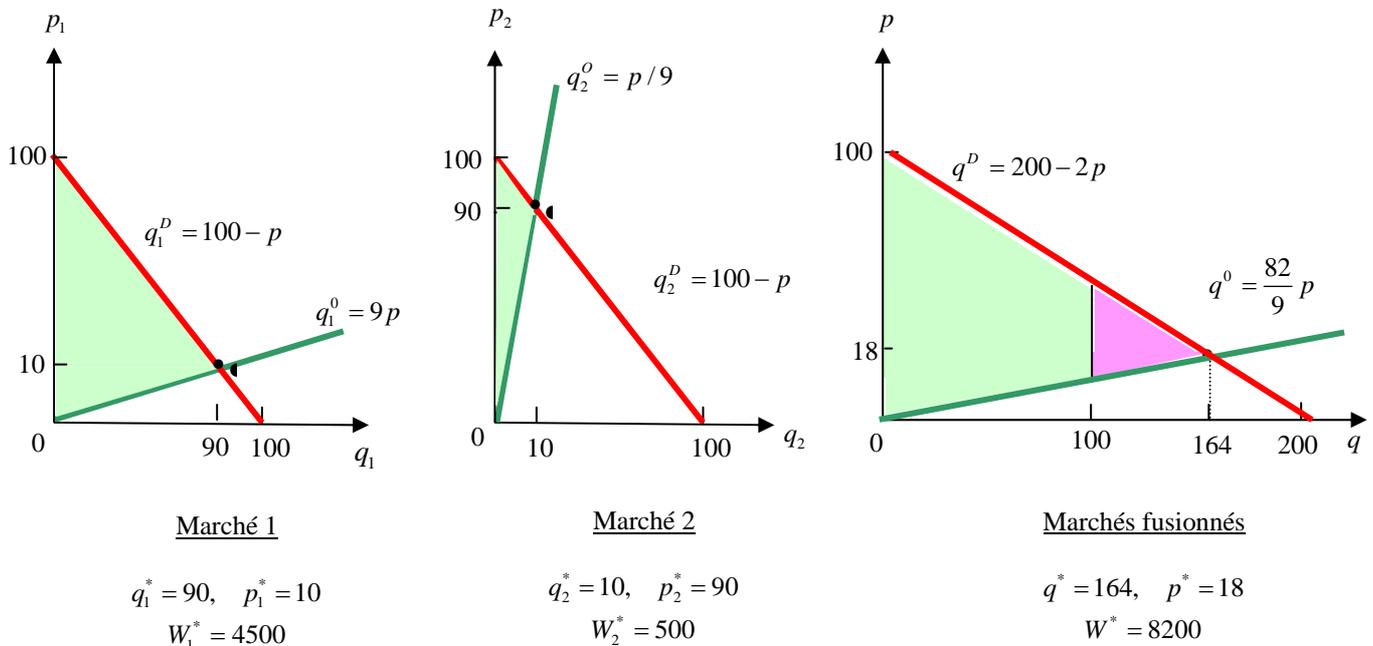
4.2. Ce gain potentiel est d'autant plus faible que les traders sont nombreux et efficaces. A la limite, s'ils sont très nombreux ils se livrent à une concurrence telle que le gain du trading disparaît, ce qui signifie que le prix du lendemain et le prix temps réel (rectifié d'une prime de risque) sont égaux. Or, cette égalité présente deux avantages:

- d'abord un avantage pour les vendeurs (resp. acheteurs) d'énergie qui n'ont plus à s'interroger pour savoir s'il vaut mieux qu'ils vendent (resp. achètent) sur un marché ou sur l'autre,

¹¹ Notons que, à ces différences de prix dans le temps, s'ajoutent souvent des différences de prix spatiales (quand, pour des raisons de congestion, l'opérateur du système crée des "zones") ou des différences de prix selon les places de marchés (comme en Californie où il existe plusieurs marchés du lendemain, chacun géré par un Scheduling Coordinator, voir <http://www.caiso.com>).

¹² Le rôle traditionnel du trader est d'apporter de la liquidité aux transactions en assurant la contrepartie d'une vente ou d'un achat en attendant que se présente un acheteur ou un vendeur. Le trader se rémunère alors par le "spread", écart entre prix de cession et prix d'acquisition. Mais les marchés de l'énergie sont des places de compensation où les offres d'achat et de vente sont simultanées et donc les traders n'ont pas à y jouer ce rôle.

- ensuite parce que prix unique pour un même produit (le kWh de l'heure h) signifie volume d'échanges plus important et donc plus d'efficacité dans le système. Les figures ci-dessous illustrent la perte d'efficacité imputable à la pluralité des marchés pour un même kWh.



Quand les marchés 1 et 2 sont cloisonnés, le volume total des transactions est de 100 kWh. S'il s'agissait d'un marché unique, le total des transactions se monterait à 164 kWh. Le manque à gagner en termes de surplus collectif est de 3200, et c'est la Main Invisible d'Adam Smith qui pousse les traders à résorber cette perte.

Bien sûr, s'agissant de marchés organisés à des moments différents pour la même heure cible, les kWh échangés ne sont pas totalement homogènes: plus on est proche de la cible, plus l'information sur la demande et les conditions d'offre sont précises. Cette évolution de l'état de la nature vers une information (théoriquement) de plus en plus précise devrait justifier une prime de risque décroissante d'une session à l'autre. Il ne s'agit que d'une conjecture qui demanderait à être étayée par une étude économétrique.

4.3. Tout instrument financier permettant de limiter les écarts de prix entre les différents marchés même datés et tout agent économique prêt à utiliser cet instrument jouent donc un rôle favorable à l'efficacité économique. Pourtant, les agents jouant ce rôle sont souvent perçus

négalement par l'opinion publique qui leur reproche une forme de parasitisme comme l'a montré le cas de Enron.

Par exemple, dans un mémorandum du 6 décembre 2000¹³, le cabinet Stoel Rives¹⁴ recense les stratégies suivies par les traders californiens sur les marchés de l'énergie, en particulier par Enron. Ce mémorandum rappelle aussi que les règles du marché californien interdisent le "gaming" ("tirer un avantage inéquitable des règles et procédures ... pendant les périodes où il existe une forte congestion, au détriment de l'efficacité des marchés") et les "comportements anormaux sur le marché". Il conclut en rappelant les sanctions auxquelles l'opérateur du marché peut recourir. Même si ce n'est pas explicite, à la lecture de ce mémorandum il est manifeste que le cabinet Stoel Rives réprovoque les stratégies suivies par Enron et souhaite l'application de sanctions.

Aux antipodes de ce point de vue, J. Falk¹⁵ du cabinet Nera insiste sur le rôle positif joué par les traders et considère que le comportement jugé répréhensible de Enron va en fait dans le sens d'une amélioration de l'efficacité sur les marchés de l'électricité, le design maladroit de ceux-ci ouvrant la porte à de nombreuses inefficacités. Par exemple, Enron, en tant que Scheduling Coordinator, aurait dû systématiquement transmettre au SO californien (CAISO) des programmes de production et de consommation équilibrés sur les marchés d'ajustement (voir *supra* note 11). Mais à de nombreuses reprises on a pu observer que, après avoir fait enregistrer par le CAISO des transactions équilibrées, le volume de génération effectivement transmis par Enron était supérieure à ses ordres effectifs de consommation. L'excès de génération était alors rémunéré selon le système du "dec-price"¹⁶ si la demande totale se révélait effectivement insuffisante. Cet empiètement des transactions d'un marché sur celles d'un autre peut être interprété négativement comme une manipulation des mécanismes pour extraire des rentes excessives (Stoel Rives) ou comme un opportunisme bienvenu qui permet de décloisonner des marchés trop étanches (Nera). Même si on insiste sur les aspects négatifs de ce type de comportement, il est difficile d'imaginer un marché de l'énergie qui se développerait sans l'aide des traders.

¹³ "Traders' strategies in the California Wholesale Power Markets/ ISO sanctions", www.ferc.gov/Electric/bulkpower/pa02-2/doc5.pdf

¹⁴ www.stoel.com

¹⁵ J. Falk (2002) "Substituting Outrage for Thought: the Enron 'Smoking Gun' Memos", The Electricity Journal, August/September, p13-22, <http://www.stoft.com/e/lib/papers/Falk-NERA-2002-Enron-Death-Star-memo.pdf>

¹⁶ Le "dec-price" est payé à ceux des générateurs qui augmentent leur génération au-delà de la quantité prévue sans en avoir reçu l'ordre du CAISO. Ceux qui dévient du plan initial à la demande du CAISO reçoivent un "inc-price".
CC/Jules Dupuit

Conclusion: une concurrence administrée

Les mécanismes marchands introduits dans le secteur de l'électricité sont placés sous haute surveillance. En effet, pour permettre à chaque générateur d'atteindre n'importe quel client et à n'importe quel consommateur de choisir son fournisseur, la vraie concurrence passe par un accès très ouvert au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Mais les effets externes sont tellement importants dans les réseaux électriques que la contrepartie de l'ouverture à la concurrence est une responsabilité collective des participants en matière de qualité et de sécurité. Loin du laisser-faire total qui est envisageable dans le commerce de certaines marchandises non indispensables, il y a donc nécessité d'une étroite coordination entre les décisions des agents décentralisés, ce qui exige des acteurs/organismes au rôle bien plus dirigiste que celui du commissaire walrasien. Ce dirigisme, même atténué, ouvre bien entendu des appétits, et, derrière le consensus d'une séparation des rôles techniques entre MO, SO et, parfois un transporteur indépendant du SO, se dissimulent souvent des conflits de pouvoir qui ne facilitent pas toujours l'expression d'une saine concurrence.

Sur chaque marché, le tâtonnement des agents à la recherche de l'équilibre se déroule assez naturellement, chacun étant guidé par son intérêt personnel. En amont, le tâtonnement des designers de marchés est plus hésitant, sans doute parce que leur objectif reste imprécis. Pour certains, il s'agit d'une recherche forcée de la concurrence, pour d'autres il faut avant tout accroître l'efficacité. Mais la sécurité d'approvisionnement, le respect de l'environnement et la promotion d'un champion national sont aussi d'ardentes obligations, à satisfaire tout en respectant des contraintes dites de service public dont on ne sait plus trop qui elles sont supposées protéger. A tous les organisateurs et à tous les participants des marchés de gros et des bourses de l'énergie, il reste donc beaucoup à apprendre. Mais il est clair, au vu du développement des différentes places¹⁷, que ces marchés répondent à un besoin et que la réussite de l'expérience de libéralisation de l'industrie électrique passe par la participation du plus grand nombre d'agents, physiques et financiers, à des marchés efficaces et bien contrôlés.

¹⁷ Par exemple 30% de hausse mensuelle pour les volumes traités par Powernext depuis sa création en novembre 2001.