

L'électricité (in Rapport Cyclope 2003, Economica)

Dominique Finon (IEPE-Grenoble)

Le développement des échanges libéralisés d'électricité a été autorisé par l'ouverture relativement récente de l'accès aux réseaux électriques. Il s'est accompagné de la mise en place de bourses électriques ou de pools pour faciliter le commerce et les coordinations techniques. La fonction de révélation de prix de court terme que jouent ces marchés organisés est importante. Elle facilite la définition des prix des contrats bilatéraux de vente qui constituent la grande majorité des échanges, même lorsque ces marchés sont étroits, comme c'est le cas en France ou en Allemagne. A côté de ces transactions canalisées par les bourses officielles ou les contrats bilatéraux, un commerce électronique adossé à des activités de *trading* commençait à fleurir aux Etats-Unis avant la chute d'Enron et la crise du marché californien de 2000-2001. Il commençait aussi à émerger dans certains pays européens. Mais les prévisions stupéfiantes de développement de ce commerce particulier ont fait long feu : certains voyaient encore début 2002 le volume de transaction atteindre \$ 3 600 milliards en 2005 aux Etats Unis, pour un volume de \$ 500 milliards atteints en 2000.

Le rétrécissement du trading électrique et du commerce en ligne

La chute d'Enron fin 2001 et la crise du marché californien ont mis à mal les activités de commerce électronique direct, notamment celles des traders indépendants qui ne sont pas adossés à des actifs de production aux Etats-Unis et par contrecoup en Europe. Le commerce électronique en ligne qui avait connu un décollage foudroyant en 2000 avec l'émergence d'un certain nombre de plate-formes électroniques a considérablement régressé, faute de confiance dans les contreparties. Beaucoup avaient des bases économiques très fragiles sur lesquelles reposaient les décalages de trésorerie énormes résultant de leurs transactions à terme. De plus la mise à jour des pratiques de manipulation des règles (*wash trades, round trip trades*) a amplifié la crise de confiance. La faillite d'Enron fin 2001 a été suivie par celle de Dynegy en 2002. Les quinze autres compagnies de *trading* énergétique importantes (Williams, El Paso, Reliant, etc.) ont vu leur action chuter au quart ou au vingtième de leurs valeurs entre janvier et août 2002. Les quelques entreprises électriques qui avaient développé d'importantes activités de trading abandonnent presque toutes ce métier. Leurs pertes de valeurs boursières, suite à la perte de confiance des investisseurs, les ont conduites aussi à se retirer du marché européen, en particulier le Royaume-Uni et l'Allemagne où elles avaient contribué à la diffusion de la culture du *trading* avec Enron; tel est le cas de TXU, Mirant et Dynegy.

Aux Etats-Unis le commerce d'électricité s'est reporté en grande partie sur le NYMEX dont auparavant les garanties avaient été boudées. Les plate-formes d'UBS Wenergy.com (qui a repris EnronOnline) n'avait récupéré en septembre 2002 que 40 des 800 clients. Dynegy Direct a suspendu ses opérations, et AltraEnergy, la plus ancienne (1996) a été fermée. Le *trading* en ligne s'est concentré dans les mains de deux ou trois spécialistes dont Trade Spark et l'Intercontinental Exchange (ICE) qui s'est implantée en 2001 en Europe. Détenues par des consortiums ces plate-formes sont considérées comme plus fiables, et font d'importants investissements de logiciels pour consolider les transactions. Un autre facteur de restauration

progressive de la confiance est l'entrée de banques réputées (Bank of America, Goldman Sachs, Louis Dreyfus, Deutsche Bank) dans le *trading* d'énergie. 2003 devrait confirmer cette tendance à la lente reprise du commerce direct d'électricité aux Etats-Unis, mais il n'atteindra jamais les niveaux indiqués compte tenu de l'extrême volatilité des prix de l'électricité qui rend ce *trading* très risqué.

En Europe la faillite d'Enron et d'un certain nombre d'opérateurs américains de trading implantés aussi en Europe (Entergy, Reliant, Dynegy, NRG, Calpine, mais surtout TXU Europe en novembre 2002) a contribué à l'affaiblissement du commerce électronique et des plates-formes électroniques naissantes (notamment celle d'ICE pour le commerce sur la plaque continentale).

La situation des marchés électriques européens

Les bourses sont des marchés organisés facultatifs, et les pools des marchés obligatoires sur lesquels, pour chaque heure, toute la production horaire est confrontée, par ordre de mérite des prix offerts, à la demande horaire. En Europe, c'est le premier système qui a été surtout retenu. Les quatre pays nordiques ont une bourse commune NordPool, l'Allemagne avait deux bourses électriques EEX et LPX fusionnées en avril 2002, les Pays-Bas ont la bourse APX d'Amsterdam, la France la bourse PowerNext démarrée en novembre 2001, et l'Italie cette année avec la Borsa Elettrica implantée à Milan. Le Royaume-Uni a abandonné en avril 2001 le système de pool pour un système de bourses privées (UKPX et Automated Exchange Power APX) couplé à un mécanisme d'ajustement horaire. Seule l'Espagne conserve un marché obligatoire créé en 1998. Depuis dix-huit mois le fonctionnement de ces marchés est marqué par trois phénomènes : des pics de prix occasionnels, mais habituels sur des marchés au prix intrinsèquement volatil ; l'augmentation progressive de la liquidité des marchés les plus récents ; et enfin un certain convergence des prix de gros à l'exception du marché espagnol, en raison de la persistance des surcapacités qui tirent les prix des bourses vers le bas.

- *Des pics de prix temporaires*

Les prix spot fixés la veille pour le lendemain sont très volatils et dépendent fortement des conditions instantanées de l'équilibre offre-demande. Les périodes de pics de prix pendant lesquelles le prix monte de 20-30 €/MWh à 150-300 €/MWh en Europe sur quelques jours ou quelques semaines, reflètent soit une tension temporaire sur les réserves en raison d'une faible hydraulicité et de congestion aux frontières, soit les effets de programmes d'entretien et d'incidents sur de grosses centrales ou des lignes de transport et d'interconnexion. Les prix peuvent faire aussi l'objet de collusion entre producteurs pendant ces périodes de tension, collusion facilitée par la très forte inélasticité de la demande d'électricité. Aux Etats-Unis les pics de prix sur les marchés régionaux ont atteint des sommets astronomiques de 10 000 €/MWh en 1999 et 2000 qui ont conduit les régulateurs à mettre un plafond de prix à 1000 \$/MWh.

En Europe les prix de l'APX hollandais sont moins volatils qu'auparavant mais grimpent encore vers le niveau de 150 €/MWh, comme en août 2002 en raison de contraintes sur les interconnexions. Les prix allemands ont grimpé quelques jours à 250-400 €/MWh en décembre 2001, mais, un an plus tard, le pic de décembre 2002 était moins élevé en se situant à 50 €/MWh. Les prix espagnols ont connu un épisode de pic à 67 €/MWh au début de l'hiver 2001 en raison d'une faible hydraulicité. Le prix du NordPool dont le prix courant est de 15

€/MWh a atteint un niveau moyen mensuel de 25 €/MWh depuis octobre 2002 en raison d'une hydraulicité faible. La répétition d'épisodes de prix élevés y révèlent un début de sous-équipement dû à la faiblesse des investissements en production depuis 1990 alors qu'un des pays (la Suède) a vu sa capacité baisser de 3500 MW dans la dernière décennie.

Les autorités de régulation électriques sont vigilantes sur le risque de collusion pendant les pointes : en Espagne les trois compagnies principales ont été condamnées en avril 2002 à une amende importante pour avoir amplifié de concert la hausse des prix de novembre. A l'avenir, avec la diminution des surcapacités de production en Europe continentale et dans les pays nordiques, la fréquence des tensions offre-demande instantanée devraient augmenter ; ces tensions accompagnées de pics de prix devraient amener à réformer les règles de marché en Scandinavie où le débat politique est lancé sur cette question .

- *La croissance de la liquidité des bourses européennes*

Après un démarrage difficile, les bourses de la plaque continentale ont vu les volumes quotidiens échangés en spot augmenter. La faillite d'Enron n'a pas eu de conséquences durables sur les volumes échangés sur les marchés de gros européens. Par contre, comme déjà indiqué, elle retarde l'émergence du commerce électronique et des plate-formes électroniques. Les acteurs des marchés de contrats de gros ont accentué leur précaution en matière de gestion du risque et des lignes de crédit. Les acheteurs se méfient des contreparties qui ne s'appuient pas sur des actifs de production, c'est-à-dire les traders purs, et recourent d'avantage aux dispositifs d'échanges s'appuyant sur des chambres de compensation. Aux Pays-Bas, l'APX a bénéficié de la suppression de certaines entraves aux échanges transfrontaliers et des contraintes d'achat des distributeurs. Le volume moyen échangé sur le physique y atteint 9% des consommations nationales en ayant crû de 60% en 2002. En Allemagne, les deux bourses ont été fusionnées pour atteindre un niveau d'échanges d'environ 6%. La bourse française PowerNext atteint sans doute un faible niveau d'environ 1,5% de la consommation à la fin de l'année ; mais ce niveau représente 3% du marché libéralisé. Elle bénéficie de l'impulsion donnée à la concurrence par la vente régulière aux enchères des contrats de Virtual Power Plants (jusqu'à 6000 MW d'ici l'automne 2003), ce qui a renforcé le volume des ajustements recherchés par les vendeurs en bilatéral qu'ils vont acheter sur Powernext. De plus on notera que les prix de gros restent largement calés sur les prix de gros allemands. Enfin, outre-Manche, le démarrage des bourses britanniques UKPX et APX s'effectue avec un très petit volume d'échanges d'environ 2% des consommations. NordPool reste la référence avec une liquidité très significative de 17% de la consommation physique de sa zone. On notera au passage que seules 4 des bourses électriques ont introduit des contrats à terme, compte-tenu de la faible épaisseur des marchés physiques. Les volumes tradés ne sont significatifs qu'en Scandinavie (8 fois les volumes physiques échangés sur NordPool) et commencent à décoller en Allemagne.

- *Au-delà de la séparation des marchés nationaux , une relative convergence des prix en 2002*

De manière générale, l'intégration des marchés de court terme par l'arbitrage des opérateurs est gênée par les limitations des capacités d'interconnexion, les règles d'accès à ses capacités, (dont les réservations pour les contrats de long terme), et les différences de marchés d'équilibrage. Il est convenu ainsi de considérer qu'en raison des contraintes sur les interconnexions, il existe cinq zones de prix dans l'Union européenne. Classés par ordre croissant, il y a d'abord les quatre pays nordiques intégrés autour de NordPool, où le prix s'établit vers 15 €/MWh ; puis la plaque continentale avec un prix établi vers 20 €/MWh avec l'Allemagne, la Belgique, la France, la Suisse, l'Autriche auxquels s'adjoindra

progressivement les Pays-Bas ; puis les trois péninsules électriques, avec d'abord le Royaume-Uni (25-30 €/MWh jusqu'en 2001), le marché Espagne-Portugal (35-40 €/MWh) et l'Italie (35 €/MWh dans les contrats directs).

En 2002 on observe un certain tassement de cette hiérarchie, à l'exception de l'Espagne et de l'Italie où les prix restent orientés vers un niveau moyen relativement élevé en raison des besoins de nouvelles capacités. Sur le marché nordique en effet, les prix nordiques ont été en moyenne supérieurs aux autres années en 2002 (19 €/MWh). Les prix continentaux sont légèrement supérieurs avec une petite remontée du prix allemand (le prix moyen français s'est établi à 23 €/MWh) mais surtout le prix de gros du marché britannique a chuté radicalement en dessous de 20 €/MWh avec le passage à un marché décentralisé, soit une baisse de 40% entre mars 2001 et septembre 2002.

On s'attardera sur les effets de l'introduction du NETA (New Electricity Trading Arrangement) en remplacement du pool. Elle a amplifié l'impact de la dispersion des capacités de deux producteurs dominants, qui était voulue par le régulateur, entre six ou sept producteurs de taille voisine qui a précédé cette introduction. Le NETA combine contrats bilatéraux entre producteurs et fournisseurs, bourses électriques privées (UKPX, APX) qui opèrent jusqu'à J -1 et un mécanisme marchand d'ajustement, le tout constituant un dispositif décentralisé qui contraste radicalement avec le pool électrique antérieur. Il facilitait, entre autres, la manipulation des règles par les deux producteurs dominants, ce qui a permis le maintien du prix moyen à un niveau relativement élevé (40 €/MWh en 1999, 36 €/MWh en 2000), en dépit de l'existence de surcapacités de 10 à 15 GW. Le modèle décentralisé a eu un effet radical sur le prix de gros qui s'est fixé en moyenne à un plancher de 20 €/MWh pendant 2002. Il se situe en-dessous du coût marginal d'un certain nombre de producteurs qui, engagés dans des contrats de fourniture, ont préféré se fournir auprès d'autres producteurs moins chers (TXU avait retiré ainsi de la production 1 250 MW pendant le premier semestre 2002). Les conséquences ont été ravageuses sur les producteurs ayant investi dans des unités de production sans contrat de long terme (les "merchant plants") et qui se sont retirés du marché, et sur les producteurs non intégrés ne possédant pas d'activités de vente. C'est particulièrement le cas d'AES avec la centrale charbon de 4000 MW de Drax et surtout de British Energy, le producteur électronucléaire, dont les frais d'exploitation, les dépenses payées à BNFL pour le retraitement et les provisions pour le démantèlement des centrales nécessitent un prix de l'électricité d'au moins 30 €/MWh pour être rentable. Du fait d'une perte de € 800 millions en année fiscale 2001, British Energy qui produit 20% de l'électricité britannique a dû demander l'appui financier des pouvoirs publics pour éviter la faillite.

Les marchés américains

Après l'ouragan californien qui a balayé le marché régional de l'ouest américain en 2001, les 4 marchés régionaux libéralisés (New York, Pennsylvanie PJM, New England et Texas) n'ont pas connu les traditionnels pics de prix pendant l'été 2002 (de 20-30 \$/MWh à 1 000 \$/MWh et plus pendant quelques jours) qui ont été rencontrés les années précédentes, avec quelques éléments de volatilité malgré tout. La raison de cette relative stabilité résulte de la mise en service d'un certain nombre d'équipements de production dans toutes les régions américaines depuis 2001 (environ 35 000 MW en 2001 et 45 000 MW en 2002).

La prudence est désormais la règle pour les régulateurs d'Etat. On sait qu'en Californie l'extrême complexité des règles et des emboîtements de sous-marchés (énergie *day-ahead*, réserves primaires et secondaires, ajustement, droits physiques aux congestions) dans une

architecture de type décentralisé avait contribué à l'amplification de la crise provoquée par les tensions sur l'équilibre offre-demande. Le régulateur fédéral cherche désormais à imposer aux régulateurs d'Etat des règles harmonisées en obligeant au regroupement régional de la propriété et de la gestion des réseaux (concept de Regional Transmission Operators) et à l'adoption d'une conception uniforme des marchés électriques régionaux de gros (proposition de Standard Market Design SMD) dans les Etats qui doivent libéraliser ou reconstruire leurs marchés électriques. Le concept repose sur le principe centralisé (vente obligatoire sur le pool, tarification marginaliste aux nœuds de transport, etc.). C'est ce modèle qui avait été adopté sur les trois marchés du nord-est américain (New York, PJM, New England). Le démarrage en 2002 du nouveau marché texan, qui avait été repoussé d'un an pour des évaluations supplémentaires, relève du concept de modèle décentralisé. Mais le nouveau marché qui est en cours de redéfinition en Californie reposera sur le concept centralisé.