# Marchés à terme, anticipations et gestion du risque : le cas d'une commodité non stockable

Christophe Defeuilley & Guy Meunier[1]

Communication au 46ème congrès annuel de la
Société Canadienne de Sciences Economiques - Montréal

3 – 4 mai 2006

Résumé : Alors que les réformes entreprises depuis une quinzaine d'années devaient conduire à un renouvellement des formes de régulation, des modes de coordination et des structures industrielles, les systèmes électriques restent organisés autour de groupes verticalement intégrés, laissant peu d'espace au développement des transactions décentralisées. L'objet de cet article est de montrer que cette situation est moins la conséquence de facteurs institutionnels que d'une spécificité « physique » propre à l'électricité, qui la différencie de la plupart des autres commodités. La non-stockabilité accentue le profil de risque, ce qui joue à la fois comme un frein au développement des produits de couverture de court-terme et comme une incitation à une intégration verticale poussée.

Summary : the reforms endeavour in the electric sector should have led to a complete reshaping of the industrial structures, regulation modes and exchanges coordinating devices. Instead, most of the electric systems remain organized around vertically integrated companies, reducing the scope of decentralized transactions. The purpose of this paper is to show that, far from being framed by institutional factors, this situation is closely related to the specific « physical » feature of the electric commodity. Non storability, raising the risks supported by electric companies and traders, impedes the development of a liquid short-term financial market and plays as a strong incentive to vertical integration.

[1] LARSEN et EDF R&D ; LARSEN et CIRED (EHESS & CNRS), respectivement. Ce travail a bénéficié des échanges et des commentaires de David Allouche, François Carême, Hubert Fédry, Dominique Finon, Pierre-Noël Giraud, Eric Lefèvre, Benoît Lepouzé, José-Antonio Lopez, Nadia Oudjane, Elliot Romano, Marc Trotignon et Jérôme Wirth. Les vues exprimées dans cet article n'engagent que leurs auteurs.

## 1. Introduction

Les réformes qui touchent le secteur électrique tendent à redessiner les structures industrielles, les formes de régulation et les modes de coordination précédemment en vigueur. Dans ce nouveau contexte, les échanges décentralisés sont appelés à jouer un rôle prépondérant, guidant les prises de décision des acteurs, notamment en termes d'allocation de ressources et d'investissement. L'évolution vers cet « idéal-type » d'un secteur historiquement organisé autour de prix administrés et d'une structure industrielle verticalement intégrée, nécessite que plusieurs facteurs soient réunis. Il faut tout d'abord s'assurer de la qualité et la pertinence des « architectures de marché » élaborées pour organiser les échanges et sécuriser les transactions. Il est également nécessaire que se développent des instruments financiers permettant de couvrir les risques créés par la fluctuation des prix (Stoft S. *et al*, 1998). Enfin, de nouveaux acteurs doivent pouvoir entrer sur les segments concurrentiels pour y exercer une pression sur les entreprises en place, en profitant de la diminution des barrières à l'entrée institutionnelles et techniques, traditionnellement importantes dans le secteur électrique. Une relation d'interdépendance dynamique pourrait alors s'enclencher entre l'expansion des activités des nouveaux entrants, la progressive substitution des transactions internes par des échanges décentralisés et le développement des marchés.

Or, quinze ans après les premières réformes, cette transformation tarde à se concrétiser. Après une phase caractérisée par l'émergence de nouveaux entrants, porteurs de modèles d'activité innovants, ces dernières années ont vu la quasi-disparition des producteurs et des commercialisateurs indépendants, combinée avec un repositionnement des activités des traders[1]. Les instruments de couverture du risque se sont peu développés. La structure industrielle, qui se stabilise autour d'oligopoles verticalement intégrés, laisse peu d'espace au développement des transactions décentralisées. Quel diagnostic peut-il être fait de cette situation ? Faut-il la considérer comme transitoire, liée à l'apprentissage de nouveaux modes de fonctionnement ou à la résolution graduelle des problèmes engendrés par la mise en place des architectures de marché (Hogan P., 2002) ? Ou bien est-ce là un phénomène structurel et durable, les spécificités du secteur électrique faisant obstacle à une coordination essentiellement décentralisée des échanges ?

Pour répondre à ces interrogations, il a semblé utile de faire un détour par les marchés des commodités, qui partagent bon nombre de particularités avec l'électricité, et pour lesquels nous bénéficions d'un retour d'expérience considérable. Les commodités s'organisent autour de deux modalités de coordination : des marchés physiques fixant les prix de référence sur lesquels s'adossent des marchés financiers dynamiques, et des acteurs industriels prenant en charge les risques liés à l'investissement en adoptant des stratégies de concentration et d'intégration verticale partielle (§ 2). Dans les marchés de l'électricité, si le prix de référence est dorénavant fixé sur des marchés, les transactions restent essentiellement physiques et les entreprises sont incitées à une intégration verticale plus poussée. Cette situation est moins la conséquence de facteurs institutionnels que du caractère non-stockable de l'électricité (§ 3). On en conclut qu'il est peu probable, sauf bouleversement technologique majeur, que les marchés de l'électricité évoluent vers un modèle stabilisé d'échanges décentralisés et de structures industrielles éclatées (§ 4).

[1] Sortie des traders non adossés, remplacés par des institutions financières intégrant leurs positions dans l'électricité dans un portefeuille plus large (stratégies de couverture) ; et des électriciens disposant de capacités de production utilisant le trading à des fins d'optimisation.

## 2. Le marché des commodités

### 2.1. Des prix administrés aux échanges décentralisés

Malgré son emploi fréquent dans la littérature, le terme de commodité n'a pas de définition clairement établie (Geman H., 2005). S'il peut être fait des recoupements avec les matières premières ou les produits de base, ceux-ci ne sont pas complètement satisfaisants[1]. Beaucoup de produits de base sont considérés comme des commodités, mais pas tous (ex : les variétés de thés), alors que des produits élaborés (comme les mémoires RAM), voire des services comme le fret, peuvent l'être. En général, une commodité désigne un ensemble de biens échangés en grande quantité entre de nombreux acteurs et partageant des caractéristiques et des standards communs. Ce sont ces standards qui définissent la commodité, et non des qualités inhérentes au produit, l'identité du producteur ou l'origine géographique. Cela permet le développement d'échanges anonymes.

Cette définition se fonde plus sur des considérations institutionnelles que sur des caractéristiques physiques qui feraient des commodités une catégorie de biens intrinsèquement différente des autres. Du reste, le nombre et le type de commodités n'ont pas cessé d'évoluer et de s'enrichir au gré de la standardisation de certains produits, de l'expression de nouveaux besoins, notamment dans l'industrie, et du développement du commerce national, puis international. Actuellement, plusieurs dizaines de commodités s'échangent de par le monde, des produits de l'agriculture, aux métaux, en passant par les produits énergétiques, les plastiques ou le fret maritime (CRB, 2005).

Jusque dans les années 70/80, les prix de la plupart des commodités n'étaient pas fixés par le jeu de la confrontation de l'offre et de la demande. Les marchés, structurellement dominés par les producteurs, étaient alors régulés par des mécanismes qui visaient à assurer le respect de prix garantis, ou au moins à atténuer les cycles de baisse, particulièrement dévastateurs pour des pays ou des firmes très dépendantes de leurs exportations sur le marché mondial (cacao pour la Côte d'Ivoire, café pour la Bolivie, cuivre pour le Chili, etc.). Plusieurs de ces mécanismes ont été appliqués :

- la régulation volontaire par un acteur possédant une part importante des capacités de production et des réserves mondiales, fixant le prix directeur et/ou intervenant le cas échéant en ajustant son offre (plomb, zinc, aluminium, nickel, platine, cobalt) ;
- le régime de prix administrés fixés par un groupe dominant de producteurs (« Sept sœurs » puis OPEP pour le pétrole) ;
- la régulation collective (via la constitution de stocks et la mise en place de quotas d'exportation), organisée par plusieurs acteurs, organisée et contrôlée sous l'égide d'Accords Internationaux de Produits (café, sucre, cacao, caoutchouc, étain).

Ces mécanismes, dont certains ont fonctionné pendant des dizaines d'années, ont presque tous disparus. Sont en cause : l'ouverture de pans entiers de l'économie mondiale qui n'étaient pas ou peu liés au commerce international (pays du COMECON, Chine), la

[1] Une matière première est la première forme sous laquelle un produit issu de ressources naturelles peut voyager, un produit de base est un produit de l'agriculture, des forêts et de la pêche et tout minéral sous sa forme naturelle ou sous une forme permettant la vente en importante quantité (Giraud P.N., 2003).

montée en puissance d'Etats des pays du Sud dans la production de commodités, ne partageant ni les mêmes contraintes, ni les mêmes intérêts que les grandes compagnies privées occidentales ; l'entrée de nouveaux producteurs attirés par la hausse des prix dans les années 70 ; la baisse tendancielle des prix du transport ; l'amélioration des techniques de communication permettant aux industriels de gérer leur approvisionnement en faisant des arbitrages au niveau mondial (Giraud P.N., 1983 ; Calabre S,. 1997 ; Varangis P. & Larson D., 1996).

Ils ont été progressivement remplacés par des formes de coordination décentralisées des échanges : transactions OTC (*Over the Counter*) et bourses organisées. Les échanges OTC sont des transactions bilatérales qui peuvent se faire soit directement entre acheteurs et vendeurs, soit par l'intermédiaire de courtiers, agissant de manière individuelle ou via des plate-formes d'échange (*hubs*), généralement localisées à des nœuds de production, de transit ou d'importation. Les échanges OTC peuvent porter aussi bien sur des contrats standardisés que sur des produits spécifiques, mais induisent des coûts de transaction élevés (risque de contrepartie, coût d'obtention de l'information, de négociation du contrat, incertitude sur l'information donnée par les prix). S'y échangent des contrats *forward* concernant la livraison à maturité d'une quantité donnée, à un prix spécifié.

Les bourses organisées permettent la confrontation offre – demande dans un environnement sécurisé, médiatisé et transparent où les transactions se réalisent sur une base multilatérale et anonyme. S'y échangent, en complément des transactions spot, des *futures*, qui sont des contrats d'achat ou de vente à terme ayant pour contrepartie la bourse qui centralise, enregistre et dénoue les transactions. La standardisation des *futures* et l'existence d'une chambre de compensation permettent d'éliminer le risque de contrepartie et d'échanger les contrats plus facilement avant leur terme. Ce marché est essentiellement financier : un très faible pourcentage des contrats donnent lieu à livraison physique. Le développement d'un marché financier sur les *forward* est plus difficile : même lorsque les contrats sont standardisés, il peut être coûteux de nouer une nouvelle relation bilatérale sans risque de contrepartie. Cela qui rigidifie les positions et limite les possibilités de tirer partie d'une évolution favorable des cours.

Places de marché et OTC entretiennent à la fois des relations de concurrence et de complémentarité. Concurrence parce que les participants peuvent choisir l'un ou l'autre en fonction des produits proposés et des coûts associés. Complémentarité parce qu'ils peuvent les utiliser simultanément en fonction de leurs besoins, créant ainsi des opportunités d'arbitrage et de couverture. Les places de marché organisées, qui avaient essentiellement un rôle de gestion des flux physiques locaux ou étaient cantonnées à quelques commodités, prennent une nouvelle dimension depuis les années 70, proposent de nouveaux contrats, enrichissent leurs offres et établissent des prix de référence unanimement reconnus[1]. Les contrats à terme et les produits dérivés (swaps, options) vont connaître un développement spectaculaire à partir des années 80, notamment sous l'impulsion d'acteurs (traders, banques) spécialisés dans le maniement de ces produits financiers (Stulz R., 2004 ; CRB, 2005).

[1] Il existe trois principales places de marché pour les commodités dans le monde. Le LME (Londres) organise des cotations pour le cuivre, l'aluminium, le nickel, le zinc, les plastiques et bientôt l'acier ; le NYMEX (New-York) traite l'or, le platine, l'argent et le cuivre, les produits énergétiques (pétrole, gaz, charbon) ; le CBOT (Chicago) les produits issus de l'agriculture, l'or et l'argent. Les prix de référence du charbon (« vapeur », coke), du gaz, du minerai de fer, de l'acier et du fret ne sont pas fixés par des bourses organisées mais par des échanges OTC.

## 2.2. Des marchés liés dans le temps et l'espace

### 2.2.1. Formation des prix spot et profil de volatilité

En l'absence de variation de stockage, le prix spot est à l'intersection des courbes d'offre et de demande instantanées. En présence de déséquilibre, le niveau des stocks varie, cette variation est égale à la différence entre l'offre et la demande. Le prix spot n'est pas stable dans le temps, ses mouvements sont dus à des variations des fonctions d'offre et de demande et du niveau des stocks, elles-mêmes liées :

- Aux modifications survenues sur les marchés amont ou aval,
- A différents aléas (température, climat, disponibilité, maintenance, accidents…),
- Aux anticipations des acteurs qui influencent leur choix de facteurs fixes,

Toutes les commodités ne sont cependant pas soumises aux mêmes variations. Les matières premières industrielles, qui sont en amont du processus productif, subissent des évolutions de prix qui plus amples que les fluctuations économiques d'ensemble (effet accélérateur d'une reprise industrielle sur la demande instantanée en matières premières via la reconstitution des stocks à tous les stades de la filière). Ce qui est moins le cas des matières premières d'origine minérale et des produits énergétiques dont la demande n'est pas liée aussi étroitement aux variations économiques générales. Les produits agricoles, s'ils ne subissent pas de variation brusque du côté demande, sont également soumis à de fortes fluctuations de prix, cette fois du fait de leur sensibilité aux aléas climatiques.

L'ampleur des mouvements de prix dépend de celle des variations des fonctions d'offre et de demande ainsi que de leur forme, en particulier de leur élasticité. Une des caractéristiques communes à la plupart des commodités est la faible élasticité à court terme de l'offre et de la demande. Du côté de l'offre, les industriels ont le plus souvent des fonctions de production caractérisées par des coûts irréversibles élevés et des discontinuités fortes sur le court terme. Les producteurs ne sont pas capables d'ajuster instantanément leur niveau de production aux prix[1]. Du côté de la demande, beaucoup de consommateurs ne sont pas en mesure de se passer des commodités qu'ils intègrent dans leur processus de production en cas de hausse brutale des cours. Cette faible élasticité à court terme se tempère sur le moyen-long terme par l'existence de possibilités de substitution (Giraud P.N., 2003).

Faible élasticité de l'offre au prix, effet amplificateur des évolutions de la demande, sensibilité aux aléas : les commodités, au-delà des spécificités propres à chacune d'entre elles, réunissent un ensemble de facteurs qui favorisent d'importantes fluctuations de prix. L'ampleur de ces variations, qui dépend de l'horizon de temps considéré, forme un profil de volatilité.

A (très) court terme (de l'infra-journalier à une période de quelques semaines), les prix des commodités varient relativement peu, les possibilités de stockage atténuant les

[1] Pour faire face à la forte demande mondiale de minerai de fer, Rio Tinto, un des principaux producteurs mondiaux, décide d'investir en octobre 2005 1,35 milliard de dollars pour accroître ses capacités de production, de transport et de stockage (mine de Yandicoogina et installations portuaires de Dampier, Australie). Ces investissements ne se traduiront par une augmentation de la production qu'à partir de la fin de l'année 2007.

évolutions brusques des prix consécutives à des chocs sur les fonctions d'offre ou de demande. Le tableau suivant montre que les rendements journaliers de quelques commodités ne s'écartent pas de manière significative de la moyenne, qui reflète la tendance d'évolution sur la période considérée (ici, deux ans)[1]. Les variations d'un mois sur l'autre ne sont pas plus importantes. P. Cashin *et al.* (2002) estiment, à partir de données concernant 36 commodités (agricoles et minières) sur la période 1957 – 1998, que l'amplitude moyenne mensuelle d'évolution des prix est de 1,6%.

**Tab. 1. Volatilité des prix de quelques commodités[2]**

| | **Pétrole** | **Alu. alloy** | **Cuivre** | **Plomb** | **Nickel** |
|---|---|---|---|---|---|
| Moyenne | $7.10^{-4}$ | $3{,}4.10^{-4}$ | $14.10^{-4}$ | $20.10^{-4}$ | $17.10^{-4}$ |
| Volatilité | 0,018 | 0,01 | 0,021 | 0,028 | 0,026 |

Moyenne et écart type (volatilité) du rendement logarithmique journalier des prix de quelques commodités calculée à partir des prix de clôture journaliers sur deux ans (2003-2004), NYMEX pour le pétrole et LME pour les métaux. Source : auteurs.

Sur le court-moyen terme (de quelques mois à plusieurs années), les variations des prix prennent un caractère cyclique. A partir de l'index pondéré des prix des commodités élaboré par *The Economist*, Cashin P. & Mc Dermott J. (2002) identifient 19 cycles sur la période 1862 – 1999, soit une durée moyenne de 7,2 années par cycle, pour une amplitude moyenne de variation des prix d'environ 20% par an (bien entendu, certaines commodités subissent des variations beaucoup plus fortes et s'inscrivent dans des cycles plus courts). Ce comportement cyclique des prix est entretenu par des épisodes successifs de sous-capacité et de sur-capacité. Une hausse des prix perçue comme durable suscite une augmentation de l'offre : les acteurs sont incités à investir dans de nouveaux projets, le champ des gisements rentables s'étend, le développement de techniques extractives innovantes est stimulé, de nouveaux concurrents entrent sur le marché. Cet afflux d'offre, associé à une contraction de la demande, finit par déprimer les prix. Si cette période de prix bas est suffisamment longue, certains producteurs sont conduis à sortir du marché, les autres abandonnent les exploitations les moins performantes, les mettent sous cocon ou stoppent tout nouveau projet (Crowson P., 2001). Cela a un effet stimulant sur la demande qui, dans un contexte de réduction des capacités de production, peut enclencher un nouveau cycle de hausse**.**

[1] Nous utilisons la volatilité pour représenter la variabilité des prix. La volatilité est définie comme l'écart type du rendement logarithmique. Elle est généralement calculée après avoir désaisonnalisé les variations des prix, c'est à dire après avoir soustrait une fonction représentant une variation tendancielle ou cyclique considérée comme certaine dans le modèle sous jacent. Un calcul de volatilité permet surtout de comprendre la représentation que se fait l'auteur du calcul de ce qui est incertain et de ce qui ne l'est pas, les modèles usuels de mathématiques financières considèrent le rendement logarithmique comme une variable aléatoire qui suit une loi normale, si bien que la volatilité représente alors le risque.

[2] Le rendement logarithmique est : $r(t) = \ln(\frac{S(t+1)}{S(t)}) \approx \frac{S(t+1)-S(t)}{S(t)}$.

La volatilité est l'écart type $\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum (r-\bar{r})^2}$, avec S(t) le prix de clôture journalier.

La moyenne représente la tendance sur la période considérée. Comme les rendements sont logarithmiques la moyenne vaut : $\frac{1}{2\times 252}\ln\left(\frac{S(31/12/2004)}{S(01/01/2002)}\right)$.

La volatilité mesure la dispersion des rendements journaliers autour du rendement moyen. Généralement, les volatilités représentées sont des volatilités annualisées qui correspondent à l'écart type du rendement logarithmique annuel (les rendements journaliers étant considérés indépendants et identiquement distribués). Une volatilité nulle signifie que le prix augmente au même rythme chaque jour.

Sur le long - très long terme (de plusieurs années à plusieurs décennies), les prix des commodités varient peu : on constate une baisse tendancielle pendant tout le 20ème siècle d'environ 1% par an (prix constants). C'est la conséquence de la diminution des coûts d'extraction - production et des modifications de la demande mondiale (tertiarisation de l'économie, miniaturisation, substitution, économies de matériaux) (Cashin P. & McDermott J., 2002). On note toutefois une forte hausse des prix depuis quelques années (cycle ponctuel ou retournement durable de tendance ?), due à la hausse de la demande des pays asiatiques (Chine, Inde) (voir CNUCED, 2004).

### 2.2.2. Les marchés à terme : anticipation, couverture et risque de base

Ce n'est pas tant le caractère variable que le caractère incertain des prix des commodités qui est problématique. Certaines variations sont prévisibles et anticipées, d'autres ne le sont pas. Un système de marchés conditionnels complet permettrait aux acteurs d'assujettir leurs transactions à la réalisation d'aléas et d'être ainsi parfaitement couverts vis à vis du risque. Les marchés de commodités sont incomplets. Incertitude et incomplétude incitent les acteurs averses au risque à utiliser les marchés à terme (*forward* ou *futures*) pour amoindrir l'aléa sur leur revenu, en s'assurant, par exemple, d'un prix de vente fixe. Ainsi, l'utilisation théorique élémentaire d'un contrat à terme comme couverture consiste à contracter à un prix sûr la vente ou l'achat d'une production à une échéance de temps différée.

En pratique, un acteur n'est pas certain de trouver une contrepartie à son opération de couverture au bon moment et au bon endroit, ainsi il utilisera un contrat à terme qu'il dénouera avant expiration pour réaliser une transaction locale au moment le plus opportun. Prenons l'exemple suivant. Un producteur désire vendre une quantité de pétrole dans trois mois et il craint de subir une baisse des prix, ce qui l'incite à se couvrir. Le prix spot actuel est de $ 60. Il vend un contrat à terme de la quantité désirée de pétrole à $ 58. Deux mois et demi plus tard, le prix spot a baissé à $ 50. Le producteur choisit de vendre sa production sur le marché spot local à $ 50 et annule simultanément sa position sur le marché à terme en achetant un autre contrat, de la même quantité, mais cette fois à $ 51 (le prix des contrats à terme convergeant vers le prix spot, ils sont maintenant moins coûteux et quasi-équivalents). Le dollar qu'il perd dans l'opération est compensé par les coûts évités (transport et stockage) qu'il économise en ne remplissant pas les obligations de livraison du contrat *futures*. Le producteur reçoit *in fine* $ 57 ($ 50 pour la vente sur le spot plus $7 de différence entre le prix de son contrat de vente à terme initial et le prix de son contrat d'achat). Il bénéficie d'un revenu (quasi) certain et est peu affecté par l'évolution des prix entre les deux dates[1].

On note :

- S(t), le prix spot à l'instant t,
- $f(t,T)$, le prix d'un contrat à terme contracté en $t$ de terme $T$,
- $b(t,T)=f(t,T)-S(t)$, la base.

[1] Si le producteur n'avait pas à supporter de contraintes pour dénouer son contrat, il livrerait au moment et à l'endroit spécifié dans le contrat et son revenu serait sûr dès l'acquisition du contrat a terme.

Dans l'exemple précédent le revenu de l'industriel est le suivant, avec t la date de début des opérations, T l'échéance à laquelle l'industriel prévoit de vendre, et T-j la date à laquelle il vend effectivement, annulant ainsi sa position :

En *t* il vend un contrat à terme : *f(t,T)*

En *T-j* il annule sa position ( *-f(T-j,T)* ) et vend sur le spot ( *S(T-j)* )

$$R = [S(T-j) - f(T-j, T)] + f(t,T)$$
$$S(T-j) - f(T-j, T) = b(T-j,T)$$
$$R = f(t,T) - b(T-j,T)$$

Ces opérations de couverture sont rendues possibles par l'étroite liaison qui existe entre prix spot et prix à terme, à la fois au niveau spatial que temporel.

**Liaisons spatiales.** Les marchés sont géographiquement liés entre eux par le coût du transport, ce qui permet d'utiliser des contrats à terme en un lieu donné pour couvrir des opérations qui auront lieu ailleurs. Cela crée les conditions d'émergence d'un marché mondial, où peut s'établir un prix unique de référence, même si physiquement les échanges sont des transactions de proximité[1]. Il faut considérer les principales bourses de commodités comme des nœuds d'échange locaux, qui, pour des raisons historiques et institutionnelles, sont parvenues à se transformer en des structures organisées de confrontation de l'offre et de la demande fixant des prix de référence pour l'ensemble du marché. Elles n'ont pas vocation à englober tout ou partie des transactions mondiales, ce qui du reste n'est pas matériellement envisageable. C'est la raison pour laquelle les volumes physiques qui y transitent sont modestes[2]. Les liaisons entre marchés régionaux sont d'autant plus étroites que le marché du transport est fluide, ouvert et réactif et que la tarification qui s'y applique permet de révéler la rareté de la ressource[3].

**Liaisons temporelles.** Prix spot et prix à terme sont liés dans le temps par les anticipations des acteurs et par le stockage. Selon la théorie du déport normal et des anticipations rationnelles**,** le prix à terme serait un estimateur du prix spot *S(T)* étant donné les informations disponibles en *t,* biaisé par l'aversion au risque des acteurs. La différence entre le prix *future f(t,T)* et l'espérance des anticipations du prix spot *S(T)* représenterait la valeur que les acteurs donnent à la couverture. Le prix à terme contiendrait les anticipations des acteurs ainsi que leur aversion au risque.

$$f(t,T)=E[S(T)/\ info_t]+prime\ de\ risque \quad (1)$$

[1] Prix de référence unique, où co-existence de plusieurs prix régionaux, mais fortement corrélés les uns aux autres par le coût du transport (pétrole, charbon).

[2] En 2003, moins de 8% de la production mondiale de cuivre a transité par les bourses organisées, dont 6% sur le LME à Londres. Grâce à un réseau de dépôts agréés situés en Asie, Europe et Amérique du Nord, acheteurs et vendeurs actifs sur le LME livrent ou prennent livraison des commodités à différents endroits du monde. Ces points constituent donc des ramifications au nœud d'échange local qui a historiquement servi de point de départ à la bourse.

[3] Si les différences de prix entre deux *hubs* ne reflètent pas le coût marginal du transport, un arbitragiste pourra tirer partie de cette imperfection momentanée du marché pour réaliser un profit sûr. Dans le cas du gaz naturel, les contraintes de transport ne permettent pas l'émergence de prix mondiaux de référence. Notons toutefois que le développement du GNL pourrait permettre une réduction de la fragmentation de certains marchés régionaux (entre les deux rives de l'atlantique, notamment) (voir Jensen J., 2004).

Compte tenu des incertitudes liées aux évolutions du prix spot, les producteurs, s'ils sont averses au risque, peuvent préférer un profit sûr inférieur à l'espérance d'un profit aléatoire. Ils sont prêts à accepter de vendre des contrats à terme à des prix inférieurs, ce qui implique une prime de risque positive, situation qualifiée de déport normal. L'aversion au risque des consommateurs joue dans le sens opposé puisque ceux ci sont prêt à accepter un prix futur supérieur à l'espérance de prix qu'ils anticipent. Ainsi le signe de la prime de risque dépend de l'aversion au risque des différents acteurs.

Cette analyse de la relation entre spot et futures est complétée par la théorie du stockage, qui établit une relation entre le prix à terme *f(t,T)* et le prix du spot au moment de la signature *S(t)*, en considérant qu'un acteur peut choisir d'acheter sur le spot et de stocker jusqu'en *T* ou de se couvrir avec un contrat d'échéance *T*. Deux éléments établissent le sens de cette relation : d'une part, le coût du stockage (coût physique et financier de la détention d'actifs) et, d'autre part, la valeur attribuée à ce stockage (convenience yield). Elle mesure la valeur attribuée au fait de détenir des produits qui peuvent être immédiatement mis sur le marché : c'est la valeur de la disponibilité. En effet, compte tenu de la rigidité des activités de production, de transport et de vente, la détention de stocks permet de répondre à une hausse imprévue de la demande ou de supporter plus facilement un problème d'approvisionnement. En notant *cy* le convenience yield exprimé comme le taux de bénéfice à détenir un stock à un instant[1], *cs* le coût instantané de stockage exprimé aussi comme un taux, et *r* le taux d'intérêt courant, en absence d'arbitrage on a la relation :

$$f(t,T) = S(t)\, e^{(r+cs-cy)(T-t)}$$

En linéarisant :

$$f(t,T) = S(t)[1+r(T-t)+cs(T-t)-cy(T-t)] \quad (2)$$

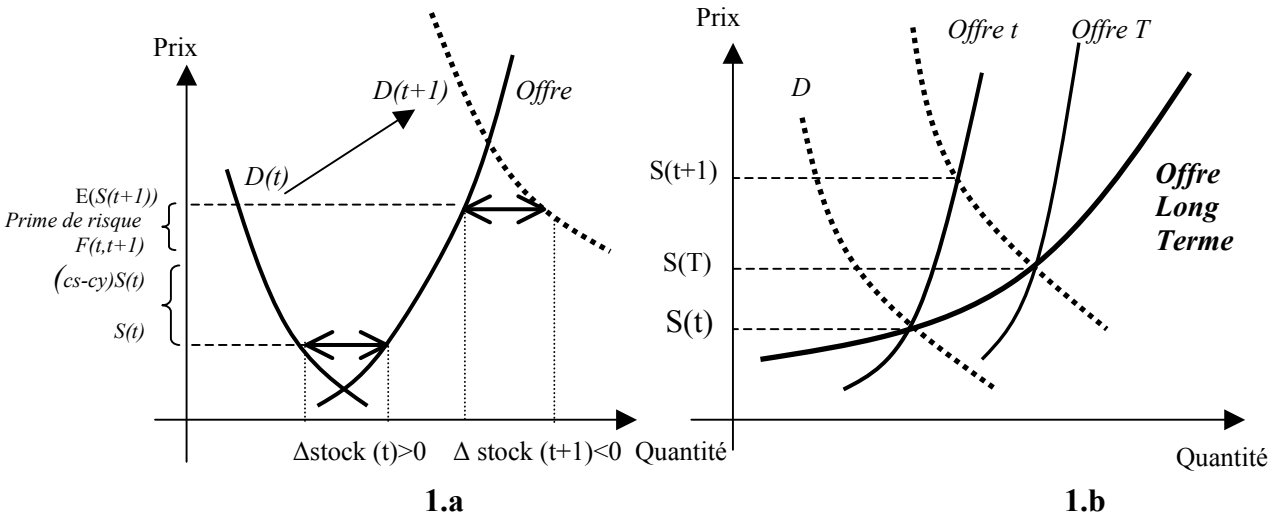
Cette relation n'est valable que si *r* et *cy* sont constants sur la période considérée, ce qui n'est vrai que sur de courtes durées. La valeur du convenience yield peut dépendre de l'aversion au risque des acteurs et de leurs anticipations sur l'évolution des prix (Newbery D. & Stiglitz J., 1981), elle est donc fortement liée à la prime de risque. Bien que les fondements micro-économiques du convenience yield restent vagues, il n'en reste pas moins que le stockage permet d'effectuer un arbitrage intertemporel entre prix spot immédiat et le prix à terme[2].

Le schéma suivant illustre cette cohésion temporelle des prix : la demande augmente entre *t* et *t+1* (fig 1a), ce qui augmente les prix, les acteurs l'anticipent. En *t* le prix du *future* est de $f(t,t+1)=E(S(t+1)) + prime < E(S(t+1))$, situation de déport normal. Les acteurs forment des stocks en *t* donc la variation de stock est positive, ils anticipent à l'aide du *future* qu'ils pourront revendre une part de leur stock en *t+1*, la variation de stock sera alors négative. L'existence de stock a deux impacts : d'une part la variation des prix due à la variation de la demande est moindre qu'en absence de stock (dans ce cas les prix seraient à l'intersection des courbes de demande et d'offre sur la figure 1a) et d'autre part les prix du *future* et du spot en *t* et en *t+1* sont liés entre eux par les possibilités de stockage. Si l'augmentation de prix est liée à une modification durable de la demande, les producteurs adapteront leur offre (figure 1b) en modifiant les quantités de facteurs fixes.

[1] Le bénéfice à détenir la commodité entre *t* et *t+dt* est *S(t).cy.dt.*

[2] Cette relation a permis l'application de la formule de Black & Scholes (1973) et des travaux de Merton (1973) aux marchés de commodités, ce qui a favorisé le développement des produits dérivés en facilitant la fixation de leur prix et l'évaluation du risque.

**Fig. 1. Variation de la demande et prix spot et prix *futures***




Source : auteurs

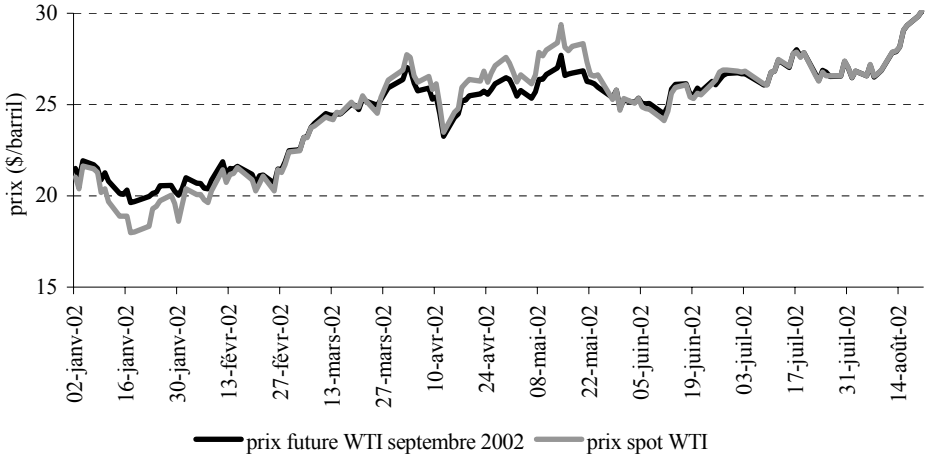
Selon que le prix à terme *f(t,T)* est supérieur ou inférieur au prix spot *S(t)* la situation est qualifiée de report (contango) ou de déport (backwardation). Dans une situation de déport (*f(t,T)<S(t)*), la valeur attendue pour le prix spot dans le futur est inférieure au prix spot du moment. Le fait de détenir des stocks à une valeur supérieure au coût du stockage : cela correspond généralement à des conditions de marché tendues. En cas de report (*f(t,T)>S(t)*), la valeur attendue pour le prix spot dans le futur est supérieure au prix spot du moment. Les prix à terme se négocient à des niveaux supérieurs au prix spot : cette situation, qui est la plus commune sur les marchés de commodités, rend compte d'un coût du stockage plus élevé que la valeur du convenience yield. Les acteurs accordent moins de prix à la détention de stocks. Déport et report permettent de qualifier la différence entre le prix *future* et le prix spot actuel, alors que le déport normal signifie que le prix à terme est inférieur à l'espérance de prix spot à terme :

Déport : $f(t,T)<S(t)$
Report : $f(t,T)>S(t)$
Déport normal : $f(t,T)< E(S(T))$

Les opérateurs annulant leur position et vendant sur le spot à un moment différent du terme du contrat future initial, il existe un risque de base. Ce risque de base se réduit à mesure que l'échéance du contrat se rapproche (*f(t,T)* tend vers *S(T)* quand *t* tend vers *T*), parce que, d'une part, les informations sur l'état du monde sont progressivement incorporées dans les prix et, d'autre part, parce que le coût du stockage baisse tendanciellement à mesure que s'approche l'expiration du terme[1]. La figure 2 donne l'exemple de ce mécanisme de convergence entre l'évolution d'un prix de contrat *future* et d'un prix spot. Le marché est en situation de report les premiers mois puis passe en déport jusqu'à ce que la base converge vers zéro : les deux courbes tendent à se confondre à partir de juillet et jusqu'à fin août[2].

[1] Néanmoins, dans des situations de marché tendues (stocks bas), les prix peuvent varier de manière plus importante à l'approche du terme à mesure de l'arrivée d'informations nouvelles (« effet Samuelson »).
[2] Dans cet exemple, les contrats *futures* pour le pétrole échangés sur la bourse de New York (NYMEX) sont d'un volume unitaire de 1000 barils, et concernent une livraison par le vendeur, à Cushing, Oklahoma. La livraison doit avoir lieu pendant le mois spécifié par le contrat (septembre 2002).

**Fig. 2. Convergence des prix spot et futures**




Evolution du prix du *future* à échéance fixe (septembre 2002) et du spot crude oil WTI entre janvier et août 2002. source : NYMEX, 2003

La valeur de la base est liée aux possibilités d'arbitrage par le stockage entre *f(t,T)* et *S(t)*, comme l'illustre l'équation (2). En situation de déport, l'écart entre le prix à terme et prix spot ne peut dépasser le coût du stockage (un prix *future* supérieur conduira les acteurs à réaliser du *cash and carry* en achetant sur le spot pour stocker et vendre à terme). En situation de report, l'écart ne pourra pas être supérieur au convenience yield (un prix spot supérieur amènerait les acteurs à effectuer du *reverse cash and carry* en se débarrassant de leur stock sur le marché spot et à acheter des contrats à terme). Le risque de base est donc lié au niveau général des stocks, qui conditionne la valeur que chaque acteur attribue à la détention d'actifs physiques, et à leur coût. Evoluant entre deux termes (coût du stockage et convenience yield marginaux), aux évolutions opposées (le coût du stockage marginal est supposé croître avec le niveau des stocks), la valeur de la base est soumises à des forces de rappel qui en limite la variation (Giraud P.N., 2003).

Pour autant, l'introduction de produits à terme permet-elle de réduire la volatilité des prix ? Cette question n'a pas trouvé de réponse définitive, tant sur le plan théorique qu'empirique. Deux thèses s'opposent. Selon la première, l'introduction de contrats à terme permettrait de réduire la volatilité en augmentant la liquidité des marchés[1]. Ces instruments, en faisant jouer des effets de levier considérables, génèrent des opportunités nouvelles de profit pour les arbitragistes et les spéculateurs. Ils attirent donc de nouveaux intervenants qui, par leurs opérations, multiplient le volume des transactions et accroissent la quantité d'information transitant par le marché. Leurs positions, reflétant des opinions différentes quant à l'évolution des prix, permettraient de réduire la volatilité. Enfin, en prenant efficacement en charge la gestion des risques, ils pourraient accroître la demande sur les marchés physiques (Fleming J. & Ostdiek B, 1999 ; Mayhew S., 2000). Ce qui aurait pour conséquence d'améliorer l'efficacité du processus de révélation des prix en diminuant les possibilités d'exercice de pouvoir de marché (Hunt S., 2002).

[1] La liquidité peut se mesurer de différentes manières : les volumes, les parts de marché, le nombre d'acteurs ou la résilience, c'est-à-dire la capacité du marché à absorber un ordre additionnel sans modifier de façon sensible le prix d'équilibre.

Ces analyses ne font pas l'unanimité. La seconde thèse considère que les intervenants sur les marchés à terme peuvent augmenter la volatilité des prix en amplifiant les phénomènes de hausse ou de baisse. Dans ce cas, ils bénéficient de l'effet de levier et du caractère financier du marché à terme pour élargir leurs opérations. Ils peuvent accélérer un mouvement de hausse des prix spot en achetant des contrats à terme s'ils anticipent que la hausse va se prolonger (tension sur les stocks) ou s'ils ont les moyens de la prolonger artificiellement (par exemple s'ils détiennent des actifs de stockage). Comme les producteurs mettront plusieurs mois avant de pouvoir réagir en augmentant l'offre, ils peuvent faire le pari que les prix à terme vont monter (Giraud P.N., 2001). Il existe d'autres possibilités de manipulation, qui sont d'autant plus importantes que l'agent qui les effectue dispose d'une position dominante sur le marché : opérations de« corner and squeeze »[1], stratégie de prix prédateurs (vente massive de contrats à terme pour baisser les prix et diminuer la part de marché des concurrents plus petits qui y répondront en réduisant leur production), introduction d'une instabilité artificielle dans les marchés à terme, augmentant ainsi les risques et les coûts supportés par les autres agents (DoE, 2002). L'augmentation de la liquidité ne conduirait donc pas forcément à une baisse de la volatilité. Les interventions sur les marchés à terme peuvent avoir un effet déstabilisateur dans des situations de chocs, de tensions ou de retournement du marché ou lorsqu'un acteur ou groupe d'acteurs bénéficient d'une position dominante.

### 2.2.3. Les *futures*, des prix de référence mais pas des signaux de long-terme

En dépit des interrogations relatives à l'impact des marchés à terme sur la volatilité des prix, les *futures* sont peu à peu devenus les prix de référence à partir desquels toutes les transactions se négocient (contrats *forward* sur les marchés OTC, contrats spécifiques aux clients finaux). La faible proportion des échanges physiques transitant par les bourses n'empêche pas les contrats *futures* de « faire » les prix mondiaux.

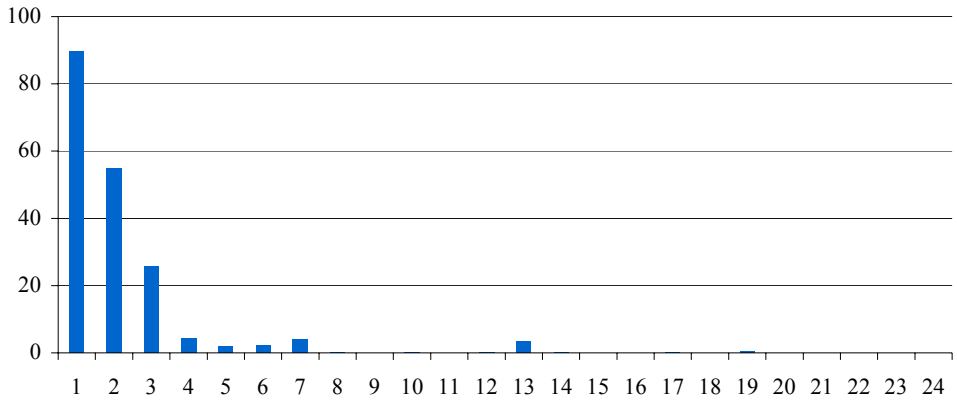
On peut avancer plusieurs explications : les bourses organisées ont comblé un vide après la disparition progressive des régimes de prix administrés, aucun industriel ou groupe d'industriels n'étant plus en mesure de fixer les prix. Certaines bourses ont réussi à attirer l'essentiel des transactions mondiales, supplantant ainsi leurs concurrentes, grâce à leur localisation avantageuse, à leur ancienneté ou à leur offre (produits, coûts, règles de fonctionnement). Le nombre important d'intervenants et le volume des transactions à terme augmentent la crédibilité de l'opérateur de marché, peuvent réduire les risques de manipulation et attirer de nouveaux acteurs sur le marché physique et le marché financier (effets de club). Pour autant, des tensions sont susceptibles d'apparaître si les conditions locales d'échange divergent de la situation sur le marché mondial et ne rendent pas compte des fondamentaux (coûts de production, demande, situation du marché du transport, niveau des stocks).

Cela semble avoir été le cas du pétrole Brent de la Mer du Nord négocié sur l'IPE de Londres, qui a été l'objet de sérieuses critiques du fait de la faiblesse des échanges physiques et de la diminution progressive de la production (Horsnell P., 2000). C'est la raison pour laquelle il a été décidé en 2002 d'élargir la base de définition du Brent en y

[1] L'agent achète de très grandes quantités de *futures* (« cornering the market »), ce qui fait artificiellement monter la demande. En même temps, profitant de son pouvoir de marché, il réduit l'offre sur le marché spot (« squeezing the market »). Résultat : la combinaison des deux fait monter les prix spot. Les *futures* arrivant à leur terme, ils les vendent et récupèrent la différence.

adjoignant d'autres qualités de pétrole. C'est également le cas des contrats *forward* sur le gaz en Grande-Bretagne, dont la hausse importante en octobre 2004 a pu être considéré par certains acteurs comme l'indice de l'inefficacité du marché OTC britannique (DTI, 2005). La capacité des contrats *futures* à jouer le rôle de prix directeur pour l'ensemble des transactions est donc étroitement liée à la confiance et à la crédibilité accordée aux plates-formes d'échanges et aux mécanismes de formation des prix[1]. Pour autant, *futures* et *forward* ne sont pas des substituts parfaits aux régimes de prix administrés. Ils ne proposent pas de couverture du risque supérieure à deux, voire trois ans[2] et la grande majorité des transactions se concentrent sur des périodes plus courtes, essentiellement dans les deux derniers mois avant la terminaison des contrats (DTI, 2005).

**Fig. 3. Volumes échangés sur les *futures* WTI crude oil**




Volume estimé des contrats *futures* négociés au 28/10/2005, pour le WTI crude oil, par millier de lots, en nombre de mois à partir de déc. 2005 (mois d'échéance). Source : NYMEX, 2005

Les intervenants, acheteurs et vendeurs opérant sur le marché physique, n'utilisent pas les *futures* ou *forward* pour se couvrir sur le moyen-long terme, et ainsi diminuer les risques que font peser les évolutions des prix sur la rentabilité de leurs investissements. L'anticipation des prix à un terme éloigné s'avère un exercice particulièrement difficile. Pour y parvenir, il faudrait en effet être capable de prendre en compte l'ensemble des variables qui jouent un rôle dans l'évolution tendancielle des prix (fondamentaux guidant l'offre et la demande). Il faudrait également pouvoir représenter l'impact sur les prix des chocs ou des retournements liés à des stratégies d'acteurs ou à des conditions de marché consécutives à l'irruption d'évènements imprévus.

Plus le terme est éloigné, plus le risque d'erreurs est important, en raison de l'augmentation des sources d'aléas et du manque d'information pertinente pour fonder la prise de décision. Par ailleurs, les intervenants sont soumis à de strictes règles (prudentielles ou de bonne gestion) qui réduisent leur capacité à investir dans ce type d'opérations. Ils doivent quantifier la valeur de leurs engagements dits « à risque » (qui est fonction du degré d'exposition, de la volatilité des prix de marché et de la solidité

[1] « As long as confidence is maintained, and as long as the narrowness of the production base does not lead to constant squeezes and distortion, a market can persevere » (Horsnell P., 2000).
[2] Le LME (London) propose uniquement trois durées contractuelles pour les commodités dont il assure la cotation : 3, 15 et 27 mois.

financière de leurs contreparties) et réaliser des provisions d'un montant égal qui serviront à éponger d'éventuelles pertes. Les contrats de longue durée tendent à augmenter la « value at risk » : les prix sont plus difficiles à anticiper, les risques de défaut de paiement des contreparties sont plus forts (pour les *forwards*) et la période d'exposition (temps nécessaire pour dénouer la position et cesser de faire des pertes) est plus longue. De ce fait, les besoins en capitaux étant d'autant plus élevés que l'exposition au risque est importante, le nombre d'agents susceptibles d'intervenir sur ce genre de contrats s'en trouve réduit, ce qui ne favorise pas l'accroissement de la liquidité sur ce type de marché (DTI, 2005).

Il existe cependant une base théorique à l'utilisation de *futures* de court terme pour se couvrir des évolutions de prix à échéance de plusieurs années. Différents modèles proposent des solutions théoriques pour évaluer la rentabilité future d'un investissement du type gisement ou mine, et pour construire un portefeuille de couverture établi à partir d'une succession de contrats à terme de courte durée[1]. Cependant, force est de constater que les agents répugnent à les mettre en application pour construire des stratégies de couverture de long-terme.

Techniquement, cela suppose de multiplier les positions prises sur le marché des contrats *futures* de court terme (couverture en pile). Par exemple, l'intervenant achètera une quantité de *futures* d'échéance trois mois égale à l'ensemble de ses livraisons physiques durant les 10 prochaines années (pour une couverture 1 : 1). A la fin de chaque période, il clôt l'ensemble de ses positions sur les *futures* et rachète de nouveaux contrats pour la durée et la quantité restantes à couvrir. Cette stratégie de « stack and roll » crée à la fois des risques de cash flow et de base.

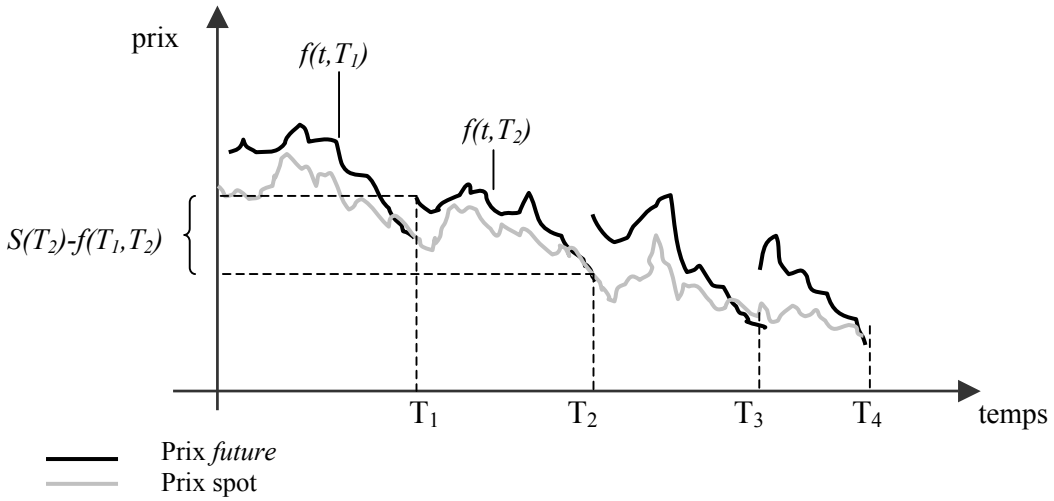
**Risque de cash flow.** Si un décalage apparaît entre la valeur des positions prises sur le marché à terme et le cours actuel, l'intervenant devra acquitter un appel de marge (différence entre la position prise à terme et la position valorisée au cours du jour) qui sera d'autant plus élevé si ses positions sont nombreuses et la variation de prix est forte. Ainsi, au moins dans les premières années, l'acteur qui s'engage dans cette stratégie doit disposer de provisions suffisantes pour faire face à de fortes pertes potentielles.

**Risque de base.** La succession de contrats de court terme oblige l'intervenant à acheter des contrats *futures* à la date de clôture des précédents et à les vendre quelques mois plus tard. Si le marché est en report ($f(t,T) > S(t)$) et que les prix spot déclinent, cette stratégie va rapidement devenir coûteuse et engendrer des pertes. Un différentiel de prix va apparaître entre les prix fixes de livraison proposé par l'agent sur le long terme et les prix successifs des contrats *futures* avec lesquels il s'approvisionne. C'est, à grands traits, le scénario qui a conduit à la faillite de la filiale américaine de trading de la firme allemande Metallgesellschaft en 1993, après avoir essuyé environ $ 1,3 milliard de pertes sur le marché du pétrole (Gilbert C., 2000 ; Kuprianov A. , 1995 ; Culp C. & Merton M., 1995).

[1] Schématiquement, il s'agit d'identifier et d'isoler les facteurs sous-jacents qui affectent l'évolution des prix des *futures*. Selon les modèles, les facteurs sous-jacents peuvent être : le prix au comptant, le convenience yield / net des coûts de stockage, le taux d'intérêt (seuls ou combinés). Les mouvements de ces facteurs sont décrits selon plusieurs formules : tendance centrale avec retour à la moyenne (symétrique ou asymétrique), mouvement brownien géométrique. Pour les facteurs non observables, comme le convenience yield, il est nécessaire de recourir à des techniques ad-hoc pour reconstituer des séries temporelles (Lautier D. & Galli A., 2001 ; Schwartz E. & Smith J., 2000 ; Schwartz E., 1998).

Soulignons que le risque de base est aggravé par l'accumulation des positions prises par l'agent, qui peut déclencher des prises de position opposées de la part des autres traders. S'ils sont suffisamment nombreux et coordonnés, ils peuvent aggraver les pertes de l'agent engagé sur le long terme, en accentuant une situation de marché en report prolongé (Krapels E., 2001)[1].

**Fig.4. Couverture en pile**




La figure 4 illustre « l'échec » d'une couverture en pile : le prix spot décroît et le marché est en report. Le prix de la couverture par unité, est la somme des différences entre prix à terme et spot à chaque étape d'annulation :

$$P = \sum_i f(T_i, T_{i+1}) - S(T_{i+1})$$

*P* peut être élevé sur le long terme, le coût de la couverture peut donc être excessif d'autant plus que les quantités concernées sont importantes. Manifestement, les modèles actuels ne donnent pas aux agents les outils nécessaires pour construire un portefeuille de couverture de long terme à partir d'une succession de positions de court terme.

Les *futures* permettent une meilleure gestion des risques, donnent une protection contre les fluctuations de prix de court terme, favorisent une bonne gestion des stocks. Mais ils ne fournissent pas de signaux-prix susceptibles de guider les acteurs dans leurs décisions d'investissement ou d'achat sur le moyen-long terme[2].

Or, la profitabilité des producteurs dépendant principalement de l'évolution des prix de vente des commodités (Crowson P., 2001), ils doivent donc se doter d'outils complémentaires pour réduire l'incertitude qui entoure leurs décisions.

[1] Sachant les positions prises par l'agent et la nature de ses anticipations (hausse du prix spot, différentiel positif entre spot et *futures*), les traders vont tenter de faire baisser les prix spot en vendant leurs stocks et de faire baisser les prix des *futures* en vendant des contrats à terme. Cela crée ou accentue une situation de report : l'agent réalise des pertes et les traders des profits.

[2] « For today's investment decisions, today's and tomorrow's prices are irrelevant », Juan E. Herrera, vice-président, *Reflections on the future of the copper market*, Codelco, avril 2004.

## 2.3. Concentration et intégration verticale partielle

**Concentration en amont.** La plupart des marchés mondiaux des commodités métalliques et énergétiques, sont dominés par quelques grands groupes. Hormis pour le charbon et l'acier, les parts de marché mondiales des 5 principaux producteurs oscillent entre 30% et 80% (entre 45% et 90% pour les 10 principaux) (voir tableau suivant). Elles sont plus importantes encore si l'on considère les capacités d'exportation et/ou les stocks. La structure oligopolistique des marchés des commodités n'est pas un fait nouveau. La concentration y est une tendance forte et ancienne. Essentiellement à cause des caractéristiques de coûts : économies d'échelles et « rentes différentielles » dues à la qualité des gisements[1]**.** Celles-ci introduisent un facteur discriminant entre les firmes et permettent à certaines d'entre elles de s'engager dans un processus cumulatif de croissance. De plus, la taille favorise le développement et la mise en place de technologies plus performantes.

**Tab. 2. Structure industrielle sur les marchés des commodités**

| Secteurs | Top 5 | Top 10 | Principaux groupes mondiaux |
|---|---|---|---|
| Charbon | 14% | 24% | Peabody, Rio Tinto, BHP |
| Acier | 19% | 28% | Mittal Steel, Arcelor, Nippon Steel |
| Cuivre | 32% | 45% | Codelco, BHP, Phelps Dodge |
| Aluminium | 40% | 51% | Alcoa, Alcan, Rusal |
| Minerai de fer | 45% | 56% | CVRD, Rio Tinto, BHP |
| Nickel | 55% | 70% | Norilsk, Inco, BHP |
| Uranium | 60% | 88% | Cameco, Areva, Rio Tinto |
| Pétrole* | 56% | 68% | Aramco, NIOC, INOC |
| Coke | 63% | n.d. | BHP, Elk Valley, AngloAmerican |
| Or | 76% | n.d. | AngloAmerican, Newmont, Barrick |
| Platine | 82% | n.d. | AngloAmerican, Impala, Lonmin |

Parts de marché de la production totale mondiale. Chiffres 2004, sources : Morgan Stanley, BRGM, Mining Journal, the Economist, Peabody, 2005. * Réserves prouvées 2003

La concentration autour de quelques grandes firmes capables de contrôler, seules ou conjointement, l'évolution d'un marché, a permis de faire fonctionner les régimes de prix administrés. Puis, entre les années 60 et 80, les transformations successives des structures industrielles ont contribué à déstabiliser ces formes de régulation et se sont traduit par une réduction du degré de concentration sur de nombreux marchés (cuivre, fer, acier, plomb, zinc, aluminium, etc.) (Bomsel O., 1983). Depuis les années 90, on assiste à un renversement de tendance avec la multiplication des opérations de croissance externe, conduisant à renforcer cette structure oligopolistique qui, on l'a vu, caractérise aujourd'hui la plupart des marchés de commodités[2].

[1] Elles rendent compte de l'hétérogénéité, d'un gisement à l'autre, de la rentabilité des activités d'extraction, due à la qualité variable des actifs naturels (conditions d'exploitation, teneur en minerai).

[2] Sur la période 2001-2004, les opérations de fusion/acquisitions portent en moyenne sur près de $ 30 milliards par an dans le secteur minier (PwC, 2005). La concentration touche également le secteur pétrolier, suite aux opérations de fusion-acquisition opérées par les *majors* (BP, Amoco et Arco, Exxon et Mobil, Total, Petrofina et Elf, Chevron et Texaco, etc.).

Indépendamment de la structure de coûts, la taille confère un avantage aux firmes dans un environnement marqué par de fortes fluctuations de prix : meilleure rentabilité en haut de cycle et plus forte résistance lors des épisodes durables de prix déprimés, possibilité de tirer partie des opportunités d'investissement et de capter d'autres « rentes différentielles » en investissant à contre-cycle, coût du capital moins élevé. La taille peut ainsi donner les moyens de réaliser des opérations de croissance externe dans de bonnes conditions. Enfin, les opérations d'acquisition sont souvent motivées par la volonté d'augmenter les capacités de production et les réserves exploitables sans courir les risques et les aléas liés à la prospection[1] (PwC, 2005). La concentration se traduit soit par des fusions / acquisitions d'entreprises opérant sur le même marché, soit par la constitution de conglomérats diversifiés (BHP, Rio Tinto, AngloAmerican, CVRD), qui prennent des positions de premier plan dans plusieurs matières premières et dans certains produits énergétiques (charbon, notamment). Cette stratégie vise d'une part, à assurer une meilleure exploitation des gisements (beaucoup d'entre eux sont poly-métalliques). D'autre part, cela permet de diversifier les risques et de répartir les opportunités et les dépenses d'investissement sur des marchés dont les cycles de prix ne sont pas toujours synchrones (Crowson P., 2001).

L'intégration horizontale permet également de faciliter la coordination des investissements entre producteurs. Les industriels des marchés des commodités font face à une interrogation récurrente : quelle décision d'investissement prendre aujourd'hui en tenant compte des conditions de marché de demain et des décisions d'investissement d'aujourd'hui des concurrents ? Pour réduire l'incertitude entourant leurs prises de décision, ils développent des outils et pratiques de coordination par la coopération : informations partagées sur leurs projets d'investissement, sur l'état de leur parc de production, de leurs stocks et sur leurs coûts unitaires de production ; construction et diffusion de scénarios d'évolution du marché à moyen-long terme (Calabre S., 1997).

**Intégration verticale partielle.** Les commodités ont des caractéristiques qui incitent les industriels à choisir une intégration verticale partielle comme mode de gouvernance de leurs échanges[2].

Schématiquement, la filière industrielle des commodités se décompose de la manière suivante : a) extraction/production ; b) première transformation de la matière première brute en commodité ou produits semi-finis, c) seconde transformation en produits finis et commercialisation à destination des clients finaux industriels, d) capacités de transport et de stockage liant entre eux les trois stades précédents et assurant la fourniture aux clients finaux (Crowson P., 1998).

[1] Ce comportement, qui semble guider la plupart des grandes entreprises de commodités, trouve une limite dans la politique d'allocation des surplus dégagés lors des périodes de prix élevés. L'exemple des *majors* du pétrole semble le montrer. Les exigences en terme de retour sur investissement qui pèsent sur elles les pénalisent par rapport à des concurrents plus petits dont la stratégie en matière d'exploration – production est moins averse au risque (Antill N. & Arnott R., 2003 ; The Economist, 2005).

[2] L'intégration verticale est définie comme une forme d'organisation comprenant au moins deux processus de production liés entre eux : la totalité de l'output du processus amont étant tout ou partie employé par le processus aval ou la totalité de l'input du processus aval étant tout ou partie obtenue par le processus amont. Les bénéfices de l'intégration sont évalués par la différence entre les coûts d'organisation de ces deux processus de production médiatisés par le marché ou par l'organisation. Lorsqu'une partie de l'output amont n'est qu'une partie de l'input aval, il s'agit d'intégration partielle et, lorsque l'amont vend la totalité de sa production et que l'aval achète la totalité de ses inputs, il s'agit de combinaison verticale (Perry M., 1989).

En amont, les activités d'extraction/production et de première transformation nécessitent l'engagement d'actifs spécifiques[1]. Lorsqu'ils effectuent des transactions marchandes, les producteurs sont soumis à des fortes fluctuations de prix et n'ont pas l'assurance de trouver des débouchés pour leur production. De ce fait, un échange transitant par le marché ou par contrat peut générer des inefficacités, tant ex ante (niveau d'investissement consenti sous optimal), qu'ex post (comportements opportunistes et difficulté à résoudre les conflits en cas de modification du contexte de l'échange), les acteurs auront tendance à préférer un mode d'organisation interne pour gérer leurs transactions, réduisant ainsi les coûts et l'incertitude quant aux conditions de fourniture du bien ou service désiré (Williamson O., 1996 ; Bolton P. & Whinston M., 1993).

L'intégration des producteurs dans les stades aval de transformation du produit leur permet de gérer le risque de débouché. Cela leur évite d'être trop dépendants des transformateurs non intégrés pour écouler leur production (réduisant ainsi les risques liés à des déplacements de marge au gré de l'évolution des conditions de marché). L'incitation à l'intégration est forte parce que le transformateur (*smelter*) représente l'essentiel des débouchés du producteur. Ce dernier fait donc preuve d'une forte aversion pour le risque dans l'organisation de ses transactions avec l'aval de la filière. L'intégration permet aussi aux producteurs d'intervenir dans le développement commercial, afin de promouvoir de nouveaux usages et de lancer des produits innovants (alliages, matériaux composites, etc.) susceptibles de les différencier de leurs rivaux et de faire face à la concurrence d'autres commodités (Giraud P.-N., 1983).

Pour autant, l'intégration verticale n'est que partielle. Tous les producteurs ne sont pas complètement intégrés vers l'aval, tous les *smelters* et commercialisateurs de produits finis ne sont pas adossés à des producteurs.

Les commodités, seules, ou sous forme d'alliages, sont utilisées par des centaines de secteurs industriels et donnent lieu à la réalisation de milliers de produits finis qui sont incorporés dans les processus de production d'innombrables entreprises. La diversité des débouchés et l'étendue des marchés auxquels s'adressent les producteurs constituent donc une limite à leur stratégie d'intégration aval. Les coûts, en termes d'investissement à mobiliser pour proposer des produits finis adaptés à tous ces marchés seraient bien trop importants pour justifier une stratégie d'intégration verticale complète. D'autant plus que les usages se modifient en fonction des évolutions technologiques et des phénomènes de substitution entre matériaux. Conséquemment, ce type de stratégie n'aura que peu d'effets de forclusion : la capacité à créer des barrières à l'entrée et à augmenter les coûts des rivaux en s'intégrant se heurte à la multiplicité des marchés et au nombre des concurrents réels ou potentiels (Salinger M., 1988). Dans leur intégration vers l'aval, les grands producteurs se concentrent donc sur les produits, les zones et les secteurs d'activité à haute valeur-ajoutée ou considérés comme stratégiques[2].

[1] Actifs qui ne sont pas redéployables sans induire des coûts additionnels (Joskow P., 1985). Spécificité de localisation dans le cas d'unités de transformation situées près des ressources minières et spécificité d'actifs dédiés dans le cas d'un producteur construisant une unité pour fournir un client particulier.

[2] Deux exemples : Alcan produit et vend de l'aluminium, des produits semi-finis (lingots, tiges, plaques, profilés) et des produits finis pour les secteurs aéronautique, agro-alimentaire et pharmaceutique (emballage), les transports collectifs et automobile et pour le secteur médical. Phelps Dodge extrait du cuivre, le transforme dans des unités de raffinage sous différentes formes (cathodes, barres, tiges, billettes ou plaques), produit et commercialise des produits finis principalement pour l'industrie chimique, l'industrie aéronautique, les secteurs de l'énergie, des télécommunications et des transports (câbles, gamme de connecteurs à haute valeur ajoutée, bobines aimantées, etc.).

Du côté des transformateurs et des commercialisateurs, l'incitation à l'intégration en amont est moins forte. Deux raisons principales y concourent : 1) Les transformateurs non intégrés sont soucieux de diversifier leurs approvisionnements, de manière à pouvoir incorporer dans leur processus de production des matières premières de qualité différente et des matières premières secondaires (issues du recyclage) en fonction des demandes qui leur sont adressées et des conditions d'achat qui leur sont proposées. 2) Ils disposent sur les marchés financiers de contrats à terme qui leur permettent de se prémunir contre les fluctuations de prix entre le moment où ils achètent la commodité pour la transformer et celui où ils la vendent à leurs clients finals (Marquet Y. & Esquerre P., 2002). De ce fait, les transformateurs peuvent s'assurer d'un revenu certain sur un cycle de production de quelques mois, en achetant leurs matières premières à terme et en négociant les conditions de vente avec leurs clients (quantité, prix, calendrier de livraison). Ils sont en mesure de reproduire ces opérations sur le long terme dès lors que a) les marchés sont fluides, liquides et liés géographiquement entre eux ; b) les produits achetés à terme couvrent la totalité de leurs besoins anticipés ; c) l'évolution des prix d'achat des commodités peut être répercutée sur les clients finaux d'une période sur l'autre.

## 3. Les marchés de l'électricité

Depuis quelques années, les marchés de gros et les échanges bilatéraux (OTC) ont pris leur place parmi les mécanismes de coordination des transactions, au côté des « contrats administrés » de fourniture d'électricité, héritiers de la période pré-libéralisation. Contrairement aux autres marchés de commodités, les produits à terme tardent à se développer et la structure industrielle s'organise autour d'opérateurs dont le degré d'intégration verticale est plus marqué.

### 3.1. Une non-stockabilité qui segmente les marchés

L'électricité n'est pas une commodité comme les autres. Elle doit compter avec une contrainte physique spécifique, qui influence l'organisation et le fonctionnement des échanges décentralisés sur les marchés de gros. La production doit à tout moment suivre les évolutions de la consommation, sans que des possibilités de stockage (hormis l'eau pour certaines installations de production hydraulique) puissent jouer un rôle tampon entre la disponibilité de la production et des réseaux et le niveau de demande instantanée.

Cette caractéristique de non-stockabilité a plusieurs conséquences :

- L'électricité est un produit différencié dans le temps. La commodité échangée à une heure donnée, un jour donné, si elle partage les mêmes caractéristiques physiques que celle échangée à un autre moment, est en fait un autre produit, en ce qu'il rend compte de conditions d'offre et de demande différentes.

- L'électricité est un produit différencié dans l'espace. C'est une commodité qui voyage mal, en général sur d'assez courtes distances. Cela est dû, d'une part, aux contraintes spécifiques liées au transport d'électricité (limites thermiques et de stabilité) et, d'autre part, au manque d'interconnections entre systèmes électriques nationaux. La non-stockabilité de l'électricité ne permet pas de s'affranchir de ces contraintes (physiques pour la première, institutionnelles pour la seconde), ce qui conduit à une forte segmentation spatiale des marchés (Smeers Y., 2004).

- Le transport de l'électricité, à travers les lignes qui constituent le réseau, répond à des lois physiques particulières (capacités limitées des lignes, loi de Kirschoff). La fréquence et le voltage ne doivent pas subir de variations autres que marginales, les quantités injectées et soutirées doivent être identiques à chaque instant, sous peine de risquer de conduire à un effondrement général du système. Le transport ne peut fonctionner sans acteur centralisateur, le gestionnaire de réseau de transport (GRT), qui s'assure que toutes les transactions s'équilibrent en temps réel, qui centralise toutes les informations techniques nécessaires à la bonne gestion du réseau et qui est en capacité de mobiliser très rapidement des ressources de secours (Pignon V. & Glachant J.M., 2005 ; Wilson R., 2002).

Ces spécificités impriment leur marque et donnent aux marchés de gros de l'électricité des caractéristiques particulières par rapport aux autres marchés de commodités.

**Une décomposition en plusieurs sous-marchés.** Les marchés de gros de l'électricité se décomposent en plusieurs sous-marchés, chacun remplissant des fonctions particulières et opérant sur des espaces de temps différenciés. Nous en présentons ici, sous une forme très simplifiée, les principales caractéristiques[1].

- **Day-ahead.** Marché d'échange physique où sont négociés la veille pour le lendemain des produits horaires (voir semi-horaires) standardisés d'électricité (volume, durée, échéance, lieu de livraison). Chaque participant construit son offre en quantité et en prix pour chaque pas horaire en fonction de ses obligations de desserte, de ses coûts de production et de ses positions sur le marché bilatéral. Ces produits peuvent être agrégés afin de constituer des blocs, eux-aussi standardisés. Chaque offre individuelle est prise en compte pour former des courbes d'offre et de demande agrégées : les prix et les quantités d'équilibre sont alors déterminés pour chaque produit horaire. Le prix en *day-ahead* peut tenir compte des contraintes de transport lorsqu'il existe une tarification nodale ou multi-zonale. Dans ces cas, le prix de l'électricité est calculé en tenant compte des prix différenciés déterminés pour les nœuds ou les zones congestionnés. Les échanges OTC y sont également soumis. Alternativement, la tarification peut être zonale : un tarif dit « timbre-poste » est acquitté par les utilisateurs du réseau, indépendamment du parcours des flux entre leurs points d'injection et de soutirage.

- **Marché infra-journalier.** Pour traiter les variations en temps réel, le *day-ahead* peut être complété par un marché infra-journalier, sur lesquels des modifications de position peuvent être effectuées par les participants jusqu'à un délai très court avant l'heure de livraison.

- **Marché d'ajustement.** Le bouclage physique est réalisé en temps réel dans le cadre du marché d'ajustement par le GRT qui modifie les plans de production et de consommation en faisant appel à la réserve tertiaire. Il retient par ordre de mérite les offres faites précédemment par les participants pour la réserve tertiaire (production) et les effacements (consommation), rémunère les offres à la hausse et encaisse les offres à la baisse (Louyrette J., 2004). Les prix ainsi fixés servent généralement de base pour déterminer les prix du règlement des écarts.

[1] Se reporter à Roggenkamp M. & Boisseleau F. (eds) (2005), pour une présentation des modalités de fonctionnement des principales bourses de l'électricité en Europe.

- **Marché de la réserve.** Associé à celui de l'ajustement, ce marché a pour objet de valoriser la réserve tertiaire en puissance (prix à disposer pour le GRT d'une capacité de production supplémentaire susceptible d'être appelée).

- **Marché de capacité.** Ce marché permet l'échange de crédits de capacité en fonction de l'évolution des plans de production et des prévisions de vente. Il prend appui sur les obligations de capacité que le GRT fixe annuellement à chaque producteur pour s'assurer qu'il est capable de couvrir son portefeuille clients (1.18x la demande de pointe sur le marché PJM). Un producteur perdant des parts de marché pourra vendre des crédits, un nouvel entrant devra en acquérir, soit en les achetant sur le marché, soit en construisant une centrale (Dubroeucq F. & Pignon V., 2005).

Cette décomposition induit une variété dans les architectures de marchés que l'on ne retrouve pas pour les autres commodités, certaines bourses proposant une gamme assez complète de sous-marchés (PJM, OMEL, NordPool), d'autres n'en mettant en œuvre que quelque-uns (APX, Powernext, EEX, Ercot). Une vaste littérature est consacrée à l'analyse de l'efficacité de ces différentes architectures et à leur capacité à faire face aux problèmes auxquels elles peuvent être confrontées. Citons notamment : la résilience aux possibilités de manipulation des prix, les incitations à l'investissement, l'implication du GRT dans le fonctionnement des marchés et la gestion des congestions, la tarification du transport (Wilson R., 2002 ; Smeers Y., 2004 ; Hogan W., 2002 ; Stoft S., 2002). Sans entrer dans le détail de ces débats, retenons que cette variété, en augmentant le nombre de solutions mises en œuvre, ne facilite pas la convergence entre les systèmes électriques, ce qui n'encourage pas le développement des échanges.

**Des marchés difficilement liés par le coût du transport.** Les contraintes physiques de transport créent une segmentation spatiale entre marchés géographiques. Les problèmes de tarification du coût du transport ajoutent encore à la difficulté. Contrairement aux autres commodités, les conditions de formation d'un marché mondial, établissant un prix unique de référence ou un ensemble de prix régionaux fortement corrélés entre eux, ne sont pas réunies. Cela ne favorise pas davantage l'accroissement de la liquidité.

**Tab. 3. Principales caractéristiques des bourses en Europe et aux USA**

| | Création | Volume 2004[1] |
|---|---|---|
| OMEL (Es.)[2] | 1998 | 85% |
| UKPX (UK) | 2001 | 2% |
| NordPool (Scand.) | 1996 | 31% |
| APX (PB) | 1999 | 13% |
| EEX (All.) | 2000 | 12% |
| Powernext (Fr.) | 2001 | 3% |
| PJM (Nord-Est US) | 1997 | 26% |
| ERCOT (Texas) | 2002 | 5% |

[1] Pourcentage de la consommation intérieure nette de la zone considérée (pays en Europe) transitant sur le marché day-ahead. [2] OMEL draine l'essentiel des transactions en Espagne grâce à un schéma (paiement pour mise à disposition de capacité) qui incite les producteurs à y participer. Sources : bourses et Roggenkamp M. & Boisseleau F. (eds) (2005).

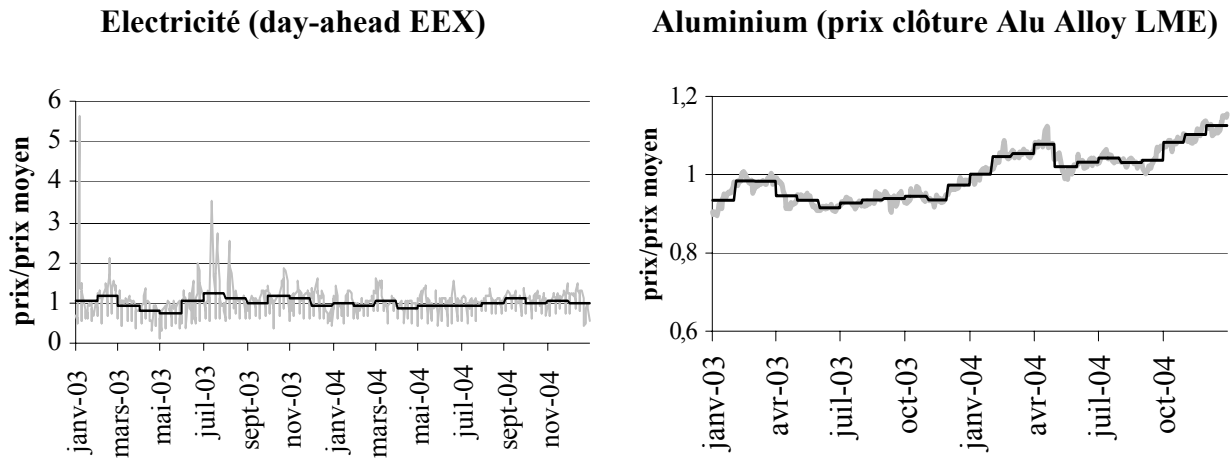
Pour autant, malgré ces caractéristiques défavorables, on ne peut pas affirmer que les marchés de l'électricité souffrent globalement d'un manque de liquidité. Les volumes qui y transitent, que ce soit via les bourses organisées ou les OTC, permettent aux principaux acteurs (producteurs, traders, commercialisateurs et grands industriels) de trouver des contreparties pour acheter ou vendre des produits de base (blocs) sur le marché day-ahead et d'effectuer des opérations de couverture physique à des échéances allant au moins jusqu'à une année[1]. Or, hormis sur le NordPool, le développement d'un marché financier actif et liquide tarde à se concrétiser. C'est que d'autres facteurs doivent être mobilisés pour expliquer pourquoi les marchés financiers ne connaissent pas le même essor dans l'électricité que dans les autres commodités.

## 3.2. Une volatilité défavorable au développement de marchés à terme

### 3.2.1. Des variations inhabituelles

Par rapport aux autres commodités, l'électricité se caractérise par une volatilité plus forte et un profil inhabituel de variation des prix. Les prix de l'électricité présentent des pics particulièrement forts vers le haut, tandis que les prix des commodités ont un caractère plutôt cyclique. De plus, alors que dans les autres commodités les variations intra périodiques peuvent être considérées comme des variations de second ordre autour d'une tendance, dans l'électricité les variations infra-journalières peuvent être supérieures à des variations hebdomadaires ou mensuelles. La volatilité observée sur EEX est environ 20 fois supérieures à celles d'autres commodités (pétrole et métaux).

**Fig. 5. Prix journaliers et mensuels de l'électricité et de l'aluminium (2003-04)**




Sources : EEX et LME pour années 2003 et 2004. — Prix journaliers ━ Prix moyenne mensuelle

En l'absence de stockage les variations du prix de l'électricité ne dépendent que des variations de la demande et de l'offre sur le marché de gros. Les variations de court terme sont essentiellement dues aux variations de la demande. La demande d'électricité sur les marchés de gros est dérivée de la demande des marchés en aval (marché de détail alimenté par les commercialisateurs et marchés de produits dont l'électricité est un

[1] Faute de statistiques sur les marchés bilatéraux, il est difficile d'évaluer le volume global d'échanges sur les bourses organisées et les OTC dans les différents pays européens. Notons cependant qu'en 2004, sur le marché français, la bourse et les OTC comptaient pour environ 30% des injections/soutirages (CRE, 2005).

facteur de production). Une partie de la demande (essentiellement celle à destination des clients résidentiels) varie en fonction de l'heure, la saison, la température, la nébulosité, les habitudes culturelles et les évènements de société. Au moment ou l'échange physique a lieu, le commercialisateur n'est pas présent, il n'exerce pas de contrôle sur l'échange physique d'électricité entre les producteurs et les consommateurs finaux. La quantité d'électricité qu'il achète dépend du prix préalablement fixé entre lui et ses clients et non du prix de gros au moment de la consommation. Les consommateurs finaux ne sont pas sensibles aux prix sur le marché de gros, la quantité qu'ils soutirent ne dépend pas de ce prix. La demande du commercialisateur étant l'agrégation de ces quantités, sa demande est fortement inélastique aux prix.

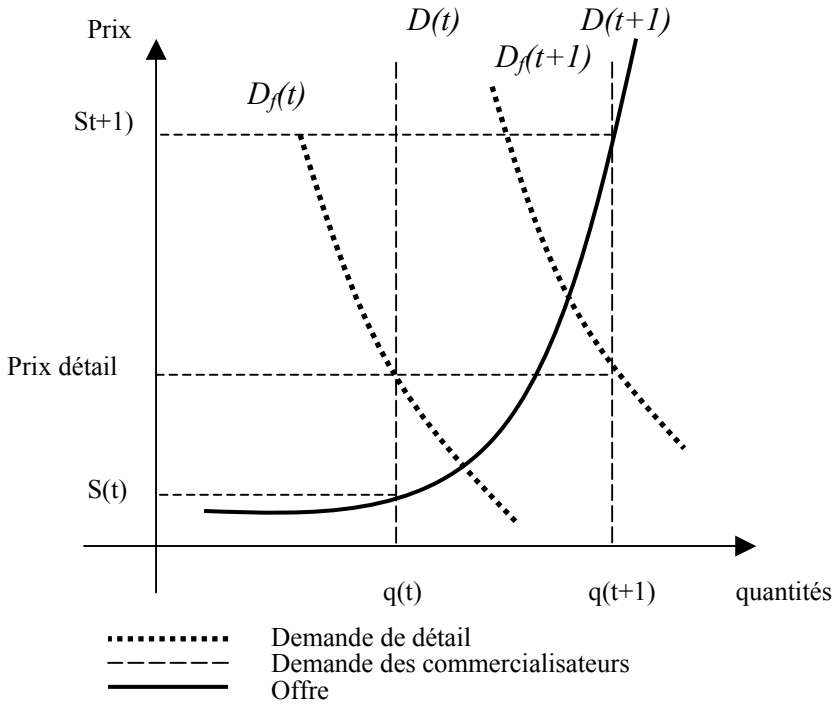
Ainsi la demande sur les marchés de gros est extrêmement variable parce que :

- la demande des consommateurs de détail est variable dans le temps,
- le prix de détail ne transmet pas les variations de prix de gros en temps réel.

Ces variations ont un impact conséquent sur le prix de gros pour trois raisons :

- En l'absence de stockage aucun acteur ne peut arbitrer entre le prix spot à deux dates différentes (*S(t1)* et *S(t2)*),
- La demande des commercialisateurs est peu élastique car ils ne contrôlent pas les quantités soutirées par leurs clients sur le réseau,
- L'offre d'électricité est fortement inélastique sur le court terme en raison des limites des capacités de production.

**Fig. 6. Variation de la demande finale et variation du prix de gros**




Sur la figure 6, la demande des consommateurs de détail est élastique et varie dans le temps, le prix payé (prix de détail) ne varie pas. La quantité soutirée sur le réseau dépend donc de leur demande et du prix de détail, elle est donc inférieure à ce qu'elle « devrait » être lorsque les prix de gros sont inférieurs au prix de détail et supérieure lorsque les prix

de gros sont supérieurs. Les variations sont donc amplifiées. Lorsque la quantité demandée approche les limites des capacités de production, l'offre étant elle aussi fortement inélastique, les prix de gros varient rapidement. L'absence de stockage empêche les commercialisateurs et les producteurs de mieux répartir consommation et production dans le temps. Cela explique l'extrême volatilité des prix.

Non seulement l'offre et la demande d'électricité sont fortement variables, mais beaucoup de ces variations sont difficilement prédictibles. Côté demande, si certains facteurs d'altération présentent un caractère connu (évolutions saisonnières, journalières ou hebdomadaires) d'autres ne le sont pas, comme les changements brusques de température. Coté offre, les conditions de production dépendent également d'éléments prévisibles (contraintes de disponibilité, plan de maintenance) et d'autres qui le sont moins (pluviométrie impactant brusquement le niveau des barrages et des rivières, force du vent conditionnant la production d'origine éolienne, évolution inattendue des coûts des combustibles ou du prix du $C0_2$, indisponibilités fortuites, etc.).

### 3.2.2. Anticipations, informations et couverture

L'absence de stockage rend impossible les arbitrages entre spot à deux dates différentes ainsi qu'entre *futures* et spot[1]. Sans arbitrage inter-temporel, la cohésion du système de prix *S(t)*, *f(t,T)* et *S(T)* est moindre : le prix spot n'est plus lié par le stockage aux prix *futures* et spot à terme, seule persiste la relation des anticipations et de l'aversion au risque entre *f(t,T)* et *S(T)*. Les conditions sous jacentes à l'offre et la demande en *t* et donc au prix spot *S(t)*, influenceront en partie les conditions qui permettront la formation du prix en *S(T)*. Il existe donc un lien, malgré l'absence de stockage, entre *S(t) et S(T)* par le biais des anticipations des acteurs. Le prix des énergies primaires qui évolue continûment conditionne les prix spot en *t* et en *T* donc le *future f(t,T)*, de même les phénomènes climatiques suffisamment longs créent des liens entre *S(t), S(T)* et *f(t,T)*.

Les informations disponibles en *t* permettent aux acteurs de former leurs anticipations et de choisir entre l'achat au prix *f(t,T)* connu et l'achat aux prix *S(T)* incertains. *S(T)* étant à l'intersection des courbes d'offre et de demande en *T*, il est possible soit de reconstruire ces courbes, soit de construire un modèle statistique avec des variables explicatives. Les modèles habituels de mathématiques financières utilisent essentiellement les historiques de prix. Mais dans le cas de l'électricité ces modèles ne semblent pas suffisamment performants pour guider efficacement les acteurs dans la formation de leurs anticipations. D'une part, le lien entre *S(t)* et *S(T)* est assujetti à de nombreux aléas. D'autre part, les informations pertinentes pour la détermination du prix spot ne sont connues qu'à des échéances très rapprochées. Les conditions climatiques sont très incertaines à un terme de plus de quelques jours et la disponibilité des moyens de production n'est pas toujours une information certaine. Même si le prix *future* est un estimateur du prix spot à terme, spéculer entre *futures* et spot reste extrêmement risqué, y compris pour un horizon temporel de très court terme**.**

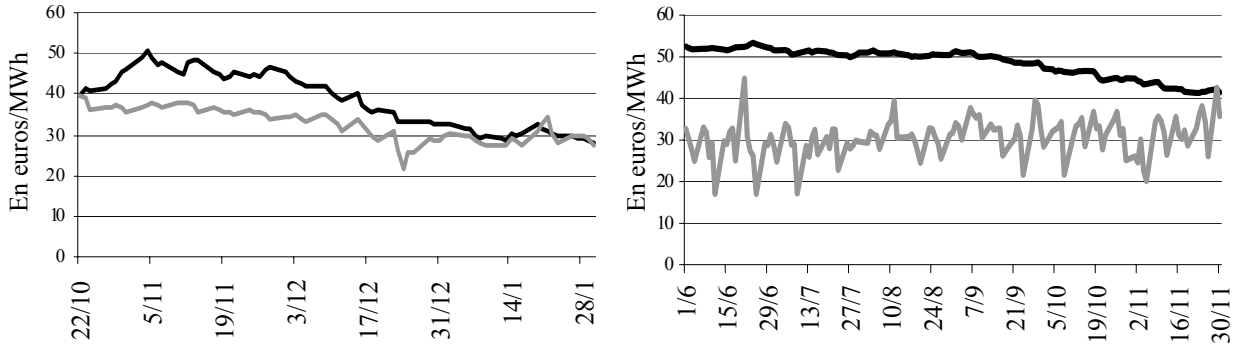
De plus la notion de base perd de sa pertinence dans le cas de l'électricité. La non-stockabilité et la structure temporelle de l'information empêchent une convergence forte de *f(t,T)* vers *S(T)* . L'influence de la stockabilité et des aléas sur le degré de convergence

[1] Seules les centrales hydroélectriques dites Stations de Transfert d'Energie par Pompages STEP) permettent de réaliser un tel arbitrage en pompant l'eau lorsque les prix sont bas et en produisant de l'électricité lorsque les prix sont élevés.

des prix spot et *future* de l'électricité est illustrée par la comparaison entre les deux bourses NordPool et EEX, la première profitant de la prépondérance des moyens de production hydrauliques, la seconde n'en bénéficiant pas (voir figure suivante). Une opération de couverture similaire à celles généralement effectuées sur les marchés de commodités n'est pas réalisable. L'échange physique de l'électricité se fait au moment ou elle est produite et consommée, un producteur et un consommateur (industriel ou commercialisateur), désireux de couvrir la vente ou l'achat d'électricité ne pourront pas utiliser un *future* à un terme différent de la date où il prévoit de produire ou consommer. En outre, un trader sur le physique, étant donné l'absence de convergence de la base, ne peut pas contracter un *future f(t,T)* pour couvrir une éventuelle opération avant *T*. Ainsi, les opérateurs ne vont pas acheter de contrat *future* pour le dénouer avant son terme au moment où ils décident d'intervenir sur le spot local. La couverture ne peut être effective qu'en menant à terme le contrat *future*, ce qui limite la « financiarisation » du marché[1].

**Fig. 7. Evolution des prix *futures* à échéance fixe et des prix J-1 sur Nord Pool et EEX**

**Nord Pool (*futures*, échéance février 2004)** **EEX (*futures*, échéance déc. 2004)**




Sources : NordPool et EEX (2004). Prix *futures* Prix day-ahead (J-1)

## 3.3. Un profil de risque qui incite à une intégration verticale poussée

Une des particularités du secteur électrique est son fort degré d'intégration verticale. Cette intégration n'est pas seulement l'héritage du passé, elle est également une réponse organisationnelle aux caractéristiques des marchés électriques libéralisés. Cela est attesté, d'une part, par le poids grandissant des groupes verticalement intégrés dans le paysage concurrentiel, et d'autre part, par la tendance qu'ont ces groupes à construire des positions amont – aval équilibrées.

Le secteur électrique se caractérise, d'une part, par l'existence d'économies d'échelle occasionnées par le déploiement de grands systèmes techniques intensifs en capital (en production et en transmission) et, d'autre part, par la présence de complémentarités qui créent de forts besoins de coordination entre les différents segments de la chaîne de valeur (localisation et dimensionnement des ouvrages, définition d'un mix de production efficient, planification des opérations de maintenance, prévision de consommation, ajustements des variations imprévues des niveaux de production et de demande) (Kwoka

[1] Rappelons que les acteurs du marché physique mettent en oeuvre des stratégies de couverture en utilisant des *futures* qu'ils annulent avant terminaison, créant ainsi les conditions d'émergence d'un marché purement financier d'achat et de vente de contrats à terme.

J., 2002 ; Chao H.P. *et al.*, 2005). La plupart de ces nécessités accrues de coordination sont liées au caractère non stockable et difficilement transportable de l'électricité.

Traditionnellement, les acteurs du secteur ont répondu à ces besoins en adoptant des structures verticalement intégrées (production – fourniture). Avec le processus de dérégulation, sont apparues de nouvelles modalités de coordination permettant de répliquer certaines des complémentarités autrefois réalisées à l'intérieur des organisations (GRT prenant en charge les aspects planification, localisation, renforcement des réseaux et qualité de la fourniture ; marchés d'ajustement assurant l'équilibre offre - demande). Pour autant, l'incitation à l'intégration verticale demeure. Les instruments (produits à terme, produits dérivés) qui permettraient aux acteurs de réduire leur exposition face aux fluctuations de prix font défaut. Producteurs et commercialisateurs d'électricité se trouvent dans des situations de risques plus marqués que leurs homologues opérant sur les marchés de commodités.

**Tab. 4. Concentration et intégration verticale dans l'électricité en Europe**

| **Parts de marché*** | **1998** | **2004** |
|---|---|---|
| EDF | 20% | 24% |
| E.ON | 8% | 13% |
| RWE | 7% | 8% |
| ENEL | 10% | 6% |
| Suez | 3% | 6% |
| **Top 5** | **48%** | **57%** |
| Endesa | 3% | 4% |
| Vattenfall | 4% | 4% |
| British Energy | 3% | 3% |
| Iberdrola | 2% | 2% |
| Fortum | 2% | 2% |
| **Top 10** | **62%** | **72%** |
| **Autres** | **38%** | **28%** |

| | **Taux de couverture**** |
|---|---|
| EDF | 99.9% |
| E.ON | 71.4% |
| RWE | 111.5% |
| ENEL | 80.8% |
| Suez | 106.4% |
| Endesa | 113.3% |
| Vattenfall | 78.9% |
| British Energy | 203.8% |
| Iberdrola | 71.4% |
| Fortum | 112.2% |

* Ventes nettes sur total conso. nette EU 15. ** Production/ventes clients directs et pertes en %, marché domestique uniquement, chiffres 2004 (sauf RWE, 2003). Pour EDF : [prod. propre + obligations d'achat – VPP – contrats LT export] / [ventes clients directs + pertes]. Sources : Datamonitor, Eureletric, EDF R&D

En amont, un producteur d'électricité qui ne dispose pas d'un volet de vente certain est soumis aux mêmes aléas et aux mêmes risques qu'un producteur de commodité. Cependant, l'incitation à l'intégration peut être plus forte dans son cas, le segment aval de commercialisation de l'électricité étant moins hétérogène. La relative stabilité des usages, la faible transformation des produits, les possibilités de forclusion sont autant de facteurs qui poussent le producteur d'électricité à s'intégrer en aval plus complètement qu'un producteur de commodité.

En aval, la demande d'électricité est soumise à des variations qui ne peuvent pas être entièrement anticipées. Si des blocs horaires peuvent être échangés et faire l'objet d'achats à terme susceptibles de couvrir le besoin d'approvisionnement en base, il n'en est pas de même pour la « dentelle »[1], qui elle, doit faire l'objet d'interventions sur le

[1] Nom donné à la partie résiduelle de la consommation qui ne peut pas être couverte par empilement de blocs négociables suffisamment à l'avance (un an).

marché spot. Un commercialisateur qui s'engage sur un volume de fourniture d'électricité avec ses clients sur une base annuelle ne pourra donc pas s'assurer du risque prix en signant un contrat d'achat à terme d'un an sur la totalité de ses besoins. Or, compte tenu du profil de volatilité des prix de l'électricité (forte variabilité (infra) journalière, épisodes de pics) et de la double exposition du commercialisateur (prix et quantité), la partie non couverte de sa consommation peut représenter une forte proportion de ses revenus[1]. Même s'il peut acheter un *future* et compléter sa couverture en se dotant d'un moyen de production de pointe, le commercialisateur d'électricité a intérêt à se couvrir physiquement - non seulement sur la « dentelle » mais également sur la base. En effet, en élargissant sa stratégie de couverture physique**,** le commercialisateur pourra bénéficier de deux effets positifs (Romano E., 2006).

- Il aura la possibilité d'amortir ses coûts fixes sur un nombre d'heures plus importants et d'être moins dépendant des épisodes de pics de prix (et donc du différentiel prix de marché - coûts marginaux de court terme) pour couvrir ses dépenses d'investissement[2]. Ce qui aura des conséquences favorables sur le coût du capital.
- Moins dépendant du marché pour se fournir en électricité, il réduira le risque de contrepartie qui est attaché à un acteur partiellement couvert, ce qui lui permettra de négocier des conditions d'achat ou de vente sur le marché OTC (*forward*) plus avantageuses.

Théoriquement, le commercialisateur aurait pu développer une autre stratégie en utilisant des produits dérivés (options « put ») pour couvrir sa production de pointe avec un prix d'exercice correspondant aux coûts marginaux[3]. Il aurait alors pu réduire les incertitudes concernant les amortissements de ces coûts fixes. Cependant, les spécificités du marché de l'électricité rendent les options particulièrement coûteuses, d'une part, parce que s'adressant à des besoins spécifiques, elles sont peu liquides (d'où des risques de contrepartie élevés) ; d'autre part, les prix de marché étant très volatils, leur valeur est difficile à évaluer (Romano E., 2006)[4].

Pour ces raisons, les options sont peu utilisées sur les marchés de l'électricité. Le commercialisateur n'est donc pas incité à investir (déploiement commercial, création d'une marque, publicité, coûts d'acquisition des clients) s'il ne détient pas le contrôle d'actifs en amont susceptibles de couvrir l'essentiel de ses besoins.

---

[1] Sur le court terme, le revenu du commercialisateur dépend de deux variables, le prix sur le marché de gros et la quantité soutirée sur le réseau par ses clients. Elles sont positivement corrélées : c'est lorsque les clients soutirent beaucoup sur le réseau que les prix sont élevés. Ainsi son revenu est encore plus risqué que celui d'un producteur qui peut bénéficier d'une baisse des prix de ses inputs quand le prix de gros diminue.

[2] Proportionnellement aux nombres d'heures d'appel, l'investissement dans un moyen de production de pointe (TAC) est plus important que celui d'un moyen de production fonctionnant en (semi) base (CCGT). Le choix est donc lié à l'espérance du nombre d'heures de fonctionnement, qui dépend a) de la probabilité d'avoir suffisamment d'heures pendant lesquelles les prix de marché sont plus élevés que les coûts marginaux de l'une et l'autre technologie, b) de la queue de distribution des prix pendant ces heures.

[3] En l'espèce, le commercialisateur pourrait faire l'acquisition d'un droit (et non d'une obligation) de vendre sa production à un prix donné (« strike price »), qui sera exercé si ce prix (ici le coût marginal de production) passe au dessus du prix de marché.

[4] Rappelons que la valorisation d'un produit dérivé à la Black & Scholes se fonde sur quatre hypothèses : a) les marchés ne connaissent aucune friction, b) la distribution du sous-jacent est log-normal, c) le taux d'intérêt est certain et constant, d) les opérations d'échange sont possibles à tout instant : le marché est parfaitement liquide (Sévi B., 2005).

## 4. Conclusion

Les marchés électriques sont pourvus d'une spécificité « physique » particulière qui les singularise parmi les marchés de commodités : la non-stockabilité. Non seulement l'absence quasi-général de stockage est un frein au développement des produits de couverture de court-terme, mais elle contribue également à donner aux prix de l'électricité leur profil de volatilité si particulier (même s'il est difficile d'affirmer qu'un développement des marchés financiers de court-terme pourrait avoir un effet stabilisateur sur les évolutions des prix spot sur le physique). En outre, la non-stockabilité réduit l'espace occupé par la coordination décentralisée. Les acteurs, averses au risque, n'ayant pas à leur disposition d'outils de couverture de long-terme, préfèrent l'alternative de l'intégration verticale plutôt que l'échange marchand. Dans le contexte actuel, et à moins d'un improbable bouleversement technologique qui permette la généralisation du stockage de l'électricité, il est donc fort peu probable que le marché évolue vers un modèle stabilisé d'échanges décentralisés et de structures industrielles éclatées. Cette situation est difficilement amendable par des améliorations institutionnelles, dans la mesure où ce ne sont pas des défauts d'architecture de marché qui en sont la cause. Même si dans certains cas ceux-ci peuvent aggraver l'incomplétude des marchés, détourner les agents des bourses et des échanges OTC et augmenter l'incitation à l'intégration verticale parce qu'ils prennent mal en charge certains des besoins de coordination du système.

## Bibliographie


Acemoglu D., Aghion P., Griffith R., Zilibotti F. (2005), « Vertical integration and technology : theory and evidence », MIT, Department of Economics

Antill N. & Arnott R. (2003), *Oil company crisis. Managing structure, profitability and growth*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford

Black F. & Scholes M. (1973), « The pricing of options and corporate liabilities », Journal of Political Economy vol. 81

Bolton P. & Whinston M. (1993), « Incomplete contracts, vertical integration and supply assurance », *Review of Economic Studies*, vol. 60

Bomsel O. (1983), « Structure des principaux marchés » in Giraud P.-N., *Géopolitique des matières premières*, Economica, Paris

Calabre S. (1997), *Filières nationales et marchés mondiaux de matières premières*, Economica, Paris

Cashin P. & McDermott J. (2002), « The long-run behavior of commodity prices : small trends and big variability », *IMF Staff Papers*, Vol. 49, No.2, International Monetary Fund, Washington

Cashin P. McDermott J., Scott A. (2002), « Booms and slumps in world commodity prices », *Journal of Development Economics*, vol. 69

Chao H.P., Oren S., Wilson R. (2005), « Restructured electricity markets : re-evaluation of vertical integration and undbundling », Harvard Electricity Policy Group, Harvard

CNUCED (2004), *Tendances et perspectives mondiales concernant les produits de base*, CNUCED, Nations Unies, Genève

CRB (2005), *The CRB commodity yearbook 2005*, John Wiley, Hoboken

Crowson P. (1998), *Inside mining. The economics of the supply and demand of minerals and metals*, Mining Journal Books Limited, London

Crowson P. (2001), « Mining industry profitability ? », *Resources Policy*, vol. 27

Culp C. & Merton M. (1995), « Metallgesellschaft and the economics of synthetic storage », *Journal of Applied Corporate Finance*, vol. 7

DoE (2002), *Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries*, US Department of Energy, Washington

DTI (2005), *Ensuring effective and efficient forward gas markets*, Global Insight report, London

Dubroeucq F. & Pignon V. (2005), *Retour d'expérience sur les mécanismes incitatifs aux investissements*, EDF R&D, Clamart

Fleming J. & Ostdiek B. (1999), « The impact of energy derivatives on the crude oil market », *Energy Economics*, vol. 21

Geman, H. (2005), *Commodities and commodity derivatives*, Wiley Finance series, Wiley, New-York

Gilbert C. (2000), « Derivatives : use and abuse », *Applied Econometrics Association Meeting*, Luxembourg, 5-7 july

Giraud P.-N. (1983), *Géopolitique des matières premières*, Economica, Paris

Giraud, P.-N. (2001), *Le commerce des promesses. Petit traité sur la finance moderne,* Edition du Seuil, Paris

Giraud, P.-N. (2003), *Economie des commodités*, miméo CERNA, Paris

Gorton G. (2005), « Facts and fantaisies about commodities futures», Yale International Center for Finance, Yale University

Grossman S. (1977) « The existence of Futures Markets, Noisy Rational Expectations and informational externalities », *Review of Economic Studies*, vol. 44

Hogan P., (2002), « Electricity market restructuring : reform of reforms », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 21

Horsnell P. (2000), « Oil pricing systems », *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford

Hunt S. (2002), *Making competition work in electricity*, Wiley, New-York

Jensen J. (2004), *The development of a global LNG market*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford

Joskow P. (1985), « Vertical integration and long-term contracts : the case of coal burning electric generating stations », *Journal of Law, Economics & Organization*, vol. 4

Joskow P. (2005), « Vertical integration » in Menard C. & Shirley M. (eds.), *Handbook of new institutional economics*, Springer, Dordrecht

Krapels E. (2001), « Re-examing the Metallgesellschaft affair and its implication for oil traders », *Oil & Gas Journal*, march 26

Kuprianov A. (1995), « Derivatives debacles. Case studies of large losses in derivative markets », *Economic Quarterly*, vol. 81

Kwoka J. (2002), « Vertical economics in electric power : evidence on integration and its alternatives », *International Journal of Industrial Organization*, vol. 20

Lautier D. & Galli A. (2001), « Un modèle des prix à terme des matières premières avec rendement d'opportunité asymétrique » , *FINECO*, vol. 11

Lautier D. & Simon Y. (2004), « La volatilité des prix des matières premières », *Revue d'Economie Financière*, vol. 74

Louyrette J. (2004), *Les marchés d'ajustement en Europe*, EDF R&D, Clamart

Mayhew S. (2000), « The impact of derivates on cash markets : what have we learned ? », Department of Banking and Finance, University of Georgia

Marquet Y. & Esquerre P. (2002), *Le London Metal Exchange. Spécificités et perspectives stratégiques*, DMPH, Ministère de l'Economie, Paris

Merton R. (1973), « Theory of rational option pricing », The Bell Journal of Economics, vol. 1

Newbery, D. M. G., Stiglitz, J. E. (1981), *The theory of Commodity Price Stabilization, A Study in the Economics of Risk*, Clarendon Press, Oxford

Perry M. (1989), « Vertical integration : determinants and effects », in Schmalensee R. & Willig R. (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, North Holland, Amsterdam

Pignon V. & Glachant J.M. (2005), « Nordic congestion arrangement as a model for Europe ? Physical constraints vs. economic incentives », *Utilities Policy*, vol. 13

PriceWaterhouseCoopers (2004), *Hedging in the mining industry*, PwC

PriceWaterhouseCoopers (2005), *Mine. Enter the dragon. Review of global trends in the mining industry in 2004*, PwC

Roggenkamp M. & Boisseleau F. (eds) (2005), *The regulation of power exchanges in Europe*, Intersentia Publishers, Antwerp

Romano E. (2006), *Analyse économique de la décision d'investissement dans une centrale à turbine gaz à cycle combiné*, EDF R&D, Clamart

Salinger M. (1988), « Vertical mergers and market foreclosure », *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103

Schwartz E. (1998), « Valuing long-term commodity assets », *Journal of Energy Finance & Development*, vol. 3

Schwartz E. & Smith J. (2000), « Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices », *Management Science*, vol. 56

Sévi B. (2005), *Marchés à terme et marches dérivés. Du paradigme concurrentiel aux comportements stratégiques et application aux bourses européennes d'électricité*, thèse de doctorat, Université Montpellier I, CREDEN, Montpellier

Simon Y. &, Lautier D., (2001), *Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque prix*, Economica, Paris, 2ème édition

Smeers Y. (2004), « Marchés organisés et marches de gré à gré en électricité », *Economie Politique*, vol. 14

Stoft, S., (2002), *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, Wiley, New-York

Stoft S., Belden T., Goldman C., Pickle S. (1998), *Primer on electricity futures and other derivatives*, Laurence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley

Stulz R. (2004), « Should we fear derivatives ? », *Journal of Economic Perspectives*, vol. 18

The Economist (2005), « Oil in trouble waters. A survey of oil », London, 30 april

Varangis P. & Larson D. (1996), « Dealing with commodity price uncertainty », Policy Research Working Paper, World Bank

Wilson, R. (2002), « Architecture of Electric Power Markets », *Econometrica*, vol. 70

Williamson O. (1996), *The mechanisms of governance*, Oxford University Press, Oxford