

Working Paper n°11

Avril 2008

GIS
arsen

Laboratoire
d'Analyse
économique des
Réseaux et des
Systèmes
Énergétiques

**Gestion du risque et
intégration verticale
dans l'électricité**

Christophe Defeuilley

Guy Meunier

Avril 2008

Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité

Christophe Defeuilley & Guy Meunier¹

Summary : the reforms endeavoured 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 and weak transformation possibilities, 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.

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 des spécificités *physiques* propres à l'électricité, qui la différencie de la plupart des autres commodités. La non-stockabilité et la faible transformation du produit accentuent 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.

¹ LARSEN et EDF R&D, LARSEN et CIREN, respectivement. Les vues développées dans cet article n'engagent que leurs auteurs qui s'expriment à titre personnel, et aucunement EDF. Ce working paper s'appuie en partie sur un travail antérieur : Defeuilley C., Meunier G. (2006), « La gestion du risque d'une commodité non stockable. Les limites d'une couverture financière », *Economie et Sociétés*, série Economie de l'Energie.

1. Introduction

Les réformes qui touchent le secteur électrique redessinent 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. L'évolution d'un secteur historiquement organisé autour de prix administrés et d'une structure industrielle verticalement intégrée en situation de monopole vers un « idéal-type concurrentiel », 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 échanges décentralisés aux transactions internes 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 commercialisateurs « purs » (non adossés à des actifs physiques en amont). Les instruments financiers 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-on faire de cette situation ? Faut-il la considérer comme transitoire, liée à l'apprentissage de nouveaux modes de fonctionnement et 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 ?

Dans cet article, nous montrons que les caractéristiques physiques de l'électricité (absence de stockabilité, faible transformation), en aggravant les risques auxquels sont confrontés les intervenants sur le marché, sont les facteurs principaux qui, d'une part, font obstacle au développement d'un marché à terme actif et liquide et qui, d'autre part, favorisent une intégration verticale poussée des structures industrielles. Cette analyse s'appuie sur une comparaison avec les secteurs des commodités qui, bien que partageant certains points communs avec l'électricité (produit standard et homogène, secteurs intensifs en capital), s'en différencient par la stockabilité de leurs productions et le degré de transformation du produit le long de la chaîne de valeur¹.

¹ Malgré un emploi fréquent dans la littérature, le terme de commodité, n'a pas de définition clairement établie (Geman H., 2005). Dans la suite de l'article, nous entendons par commodité l'ensemble des biens qui sont 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. 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).

L'article s'organise de la manière suivante. Après avoir mis en exergue l'utilisation limitée qui peut être faite des produits financiers de couverture (section 2), sont développés les facteurs qui expliquent le recours à l'intégration verticale comme modalité de gestion des risques dans les commodités et dans l'électricité (section 3).

2. Les marchés à terme, une couverture partielle des risques

Les marchés financiers proposent des outils de gestion du risque. Du point de vue de l'efficacité collective, il est préférable (moins coûteux) de déléguer la gestion du risque aux acteurs des marchés financiers, qui sont les mieux placés pour effectuer les opérations nécessaires, développer de nouveaux produits et contribuer à en déterminer le prix. L'utilisation des produits à terme s'est largement répandue dans les secteurs des commodités, conduisant à l'émergence de marchés financiers liquides et actifs et générant un volume prodigieux de transactions. Ce n'est pas encore le cas dans l'électricité, même si des produits de couverture sont échangés sur une base régulière. Après avoir présenté les raisons principales qui expliquent l'utilisation croissante des marchés à terme dans les commodités, nous verrons ce qui en limite le développement dans l'électricité.

2.1. Les commodités, des marchés liés dans l'espace et le temps

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 favorise 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 évolutions brusques consécutives à des chocs sur les fonctions d'offre ou de demande. A un terme plus éloigné (de quelques mois à plusieurs années), les variations des prix prennent un caractère cyclique (Cashin P. & Mc Dermott J., 2002). Cette cyclicité est entretenue par des épisodes successifs de sous-capacité et de sur-capacité (Crowson P., 2001).

Ce n'est pas tant la variabilité que le caractère incertain de l'évolution des prix qui pose problème pour le producteur, le commercialisateur ou le trader. Pour réduire leur exposition aux fluctuations de prix, qui introduit un aléa sur leurs revenus, ils sont incités à se couvrir en utilisant des produits à terme. C'est-à-dire qu'ils s'engagent dans un contrat qui prévoit la vente ou l'achat d'une production à une échéance de temps différé à un prix fixé à l'avance¹.

¹ On distingue deux types de contrats à terme. D'une part, les *forward*, échangés sur les marchés OTC, marchés bilatéraux qui s'organisent directement entre acheteurs et vendeurs, par l'intermédiaire de courtiers ou via des plate-formes d'échange (hubs), généralement localisées à des nœuds de production, de transit ou d'importation. D'autre part, les *futures*, qui s'échangent sur des bourses organisées, où les transactions se réalisent sur une base multilatérale et anonyme. La standardisation des *futures* et l'existence d'une chambre de compensation permettent d'éliminer le risque de contrepartie. Les contrats peuvent alors s'échanger plus facilement avant leur terme (très peu donnent lieu à livraison physique), ce qui n'est pas le cas des *forward*.

En pratique, un intervenant 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. Il bénéficiera alors d'un revenu (quasi) certain et sera peu affecté par l'évolution des prix entre les deux dates.

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.

Le revenu R de l'intervenant est le suivant, avec t la date de début des opérations, T l'échéance à laquelle il 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 ($S(T-j)$)

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

$$\text{Avec } b(T-j, T) = -S(T-j) + f(T-j, T)$$

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 et temporel.

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 s'effectuent ailleurs. 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. Cela crée les conditions d'émergence d'un marché mondial, où s'établit un prix unique de référence, même si les échanges physiques restent des transactions de proximité¹. 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 capables de fixer des prix de référence pour l'ensemble du marché. C'est la raison pour laquelle les volumes physiques qui y transitent sont modestes².

Prix spot et prix à terme sont également liés dans le temps par les anticipations des acteurs et par le stockage. Selon la théorie du déport normal le prix à terme serait un estimateur du prix spot en 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 $S(T)$ représente la valeur que les acteurs donnent à la couverture.

¹ Prix de référence unique, ou 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, qui fixe le prix mondial de référence. 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.

$$f(t, T) = E[S(T) / \text{info}_t] - \text{prime de risque} \quad (1)$$

Cette analyse de la relation entre spot et *future* 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 et, d'autre part, la valeur attribuée à ce stockage (*convenience yield*). Cette valeur correspond aux bénéfices nets attendus de la détention de produits qui peuvent être immédiatement mis sur le marché. C'est la valeur de la disponibilité. 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 instant¹, 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 :

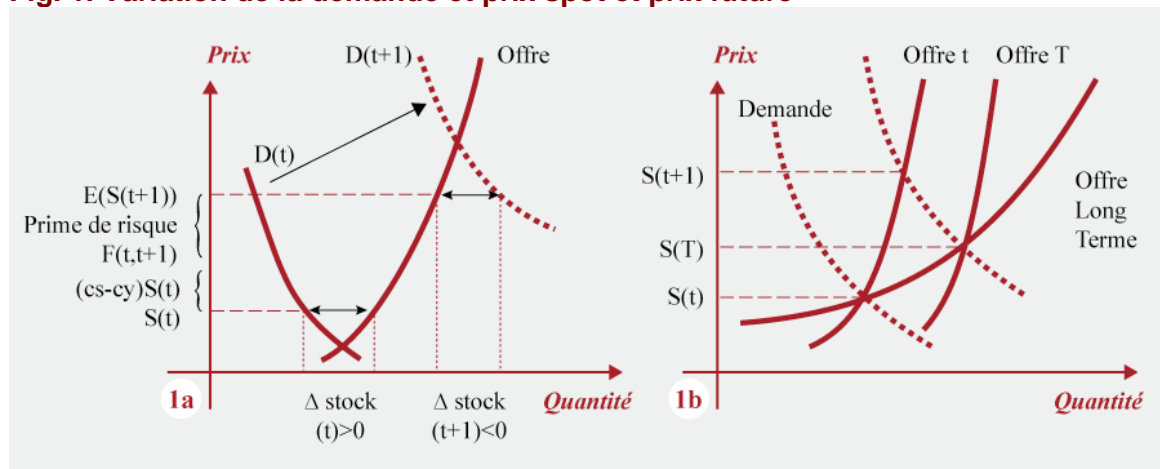
$$f(t, T) = S(t) e^{(r+cs-cy)(T-t)}$$

En linéarisant :

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

Le schéma suivant illustre cette cohésion temporelle des prix : la demande s'accroît entre t et $t+1$ (fig 1a), ce qui augmente les prix. Cette hausse est anticipée par les intervenants. En t le prix du *future* est de $f(t, t+1) = E(S(t+1)) - \text{prime} < E(S(t+1))$, situation de déport normal expliquée par l'aversion au risque des producteurs. Les intervenants forment des stocks en t : 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 devient 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. 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.

Fig. 1. Variation de la demande et prix spot et prix future



Source : Defeuilley C., Meunier G. (2006)

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

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*). Les intervenants annulant généralement leur position et vendant sur le spot à un moment différent du terme du contrat future initial, il existe un risque de base. 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). 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 marginal du stockage est supposé croître avec les stocks), la valeur de la base est soumise à des forces de rappel qui en limitent la variation (Giraud P.N., 2003). 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.

Le mouvement de convergence entre les deux prix (spot et à terme) permet le développement des opérations d'achat et de vente des produits à terme avant leur échéance. Cela contribue à la « financiarisation » du marché : les acteurs sur le 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. C'est la raison pour laquelle des marchés à terme de commodités liquides et actifs ont pu se développer en s'appuyant sur la multiplication des transactions purement financières, n'impliquant pas de livraison physique.

Cela n'a cependant pas permis d'étendre l'horizon temporel de la gestion de risque. Qu'ils soient utilisés avant échéance ou pour livraison physique, *futures* et *forward* ne proposent pas de couverture supérieure à quelques années¹.

Sur un intervalle de plusieurs années, les acteurs ne peuvent plus se fonder que sur leurs anticipations pour déterminer ce que seront les prix de marché à l'échéance du contrat et établir leur position en conséquence (le stockage ne joue plus de rôle). Or, l'anticipation à un horizon éloigné s'avère un exercice particulièrement difficile.

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 pour fonder la prise de décision. Pour parvenir à anticiper sans risque d'erreur trop manifeste, 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 modifications brutales des conditions de marché consécutives à l'irruption d'événements imprévus. Devant ces difficultés, les acteurs du marché (producteurs, commercialisateurs ou traders) renoncent la plupart du temps à proposer (ou à acquérir) des contrats à terme à échéance éloignée.

¹ L'échéance la plus éloignée proposée par le LME pour les commodités dont il assure la cotation est de 63 mois. Les contrats OTC signés pour des durées supérieures à cinq ans semblent être relativement rares.

Il existe néanmoins une base théorique à l'utilisation de *future* 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 (voir Lautier D. & Galli A., 2001 ; Schwartz E. & Smith J., 2000 ; Schwartz E., 1998). Cependant, force est de constater que les agents répugnent à les mettre en application. Ce qui suggère que les modèles théoriques disponibles ne permettent pas (encore) de fonder une stratégie de couverture adéquate des risques sur le long-terme.

2.2. Electricité, la non-stockabilité segmente les marchés

La production d'électricité 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 de rôle-tampon avec le niveau de demande instantanée. Cette caractéristique de non-stockabilité entraîne une différenciation du produit électricité dans le temps et dans l'espace (Newbery D., 2002)¹ et oblige à ce qu'un agent centralisateur, le gestionnaire de réseau de transport (GRT), centralise les informations techniques nécessaires à la bonne gestion du réseau et s'assure que toutes les transactions s'équilibrent en temps réel (Pignon V. & Glachant J.M., 2005 ; Wilson R., 2002).

En l'absence de stockage, et compte tenu de la rigidité de l'offre, les évolutions de court terme sont essentiellement dues aux variations de la demande. Celle-ci se caractérise par deux singularités. En premier lieu, elle est dérivée d'une demande en aval qui connaît de nombreux paramètres de variation : l'heure, la saison, la température, la nébulosité, les habitudes culturelles et les événements de société. En second lieu, la demande sur les marchés de gros est fortement inélastique au prix, au moins à court terme². Ces deux caractéristiques favorisent des variations de prix fréquentes et importantes, en particulier lorsque la quantité demandée approche les limites des capacités de production, l'offre étant elle aussi fortement inélastique. L'absence de stockage empêche les commercialisateurs et les producteurs de mieux répartir consommation et production dans le temps.

Ces éléments expliquent d'une part, l'extrême volatilité des prix constatée sur les marchés de gros de l'électricité, qui est plus forte que dans les commodités, et, d'autre part, leur profil inhabituel de variation, qui se caractérisent par des pics particulièrement forts et des évolutions de très court-terme très prononcées. Alors que dans les 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.

¹ L'électricité échangée à une heure donnée rend compte de conditions d'offre et de demande particulières. C'est un produit qui voyage mal. Cela est dû, d'une part, aux contraintes liées au transport d'électricité (limites thermiques et de stabilité) et, d'autre part, au manque d'interconnexions entre systèmes électriques nationaux.

² Cette inélasticité est atténuée dans le cas des industriels gros consommateurs d'électricité qui peuvent réagir aux signaux-prix envoyés par le marché en ajustant partiellement leur demande à certaines heures.

Non seulement les prix de l'électricité sont fortement variables, mais beaucoup de facteurs de variation 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. Côté offre, les conditions de production dépendent également d'éléments prévisibles (contraintes de disponibilité, plan de maintenance) et d'autres qui le sont moins (pluviométrie affectant brusquement le niveau des barrages, force du vent conditionnant la production d'origine éolienne, évolution des coûts des combustibles ou du prix du CO₂, indisponibilités fortuites, etc.).

L'absence de stockage rend impossible les arbitrages entre marché spot et marchés *future*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 *future* et spot à terme. Seule persiste la relation des anticipations et de l'aversion au risque entre $f(t, T)$ et $S(T)$. Ces anticipations sont formées à partir des informations disponibles en t , qui permettent aux intervenants de choisir entre l'achat au prix $f(t, T)$ connu et l'achat aux prix $S(T)$ incertains.

Les méthodes employées pour chercher à déterminer quel sera le prix spot à terme $S(T)$ consistent, soit à reconstruire les courbe d'offre et de demande, soit à utiliser un modèle statistique avec des variables explicatives. 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 assujéti 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 *future* 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 $S(T)$. Une opération de couverture similaire à celles généralement effectuées sur les marchés de commodités n'est pas réalisable. Un producteur et un consommateur, désireux de couvrir la vente ou l'achat d'électricité ne pourront pas utiliser un *future* à un terme différent de la date où la fourniture doit avoir lieu. 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.

Les caractéristiques de l'électricité n'incitent pas les intervenants sur les marchés à acheter et vendre des contrats à terme avant livraison physique. Cela limite la « financiarisation » du marché. Les échanges portant sur ce type de produits ne connaissent pas le même développement que sur les marchés des commodités. La raison principale tient à la non-stockabilité de l'électricité, qui, d'une part, segmente les marchés, et d'autre part, contribue à augmenter la volatilité des prix. Cette forte variabilité, associée au relâchement de la cohésion du système de prix, rend particulièrement aléatoire les opérations de couverture dénouées avant échéance.

¹ Seules les centrales hydroélectriques dites Stations de Transfert d'Énergie par Pompes (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.

Cela n'empêche pas les intervenants sur les marchés électriques de proposer des contrats à terme avec livraison physique pour des horizons de temps relativement courts (jusqu'à trois ans)¹. Les producteurs, commercialisateurs et traders sont susceptibles de s'engager dans ce genre de transaction dans la mesure où, pour ces échéances, un certain nombre d'éléments fondamentaux affectant l'offre et la demande (donc le niveau des prix) sont, sinon connus, du moins prédictibles avec une marge d'erreur acceptable. Par contre, les marchés de l'électricité, comme les marchés de commodités, ne proposent pas de contrats à terme à échéance plus éloignée. Et ceci pour des raisons identiques. La couverture des risques sur un horizon plus lointain doit prendre d'autres formes.

3. Gestion du risque et intégration verticale

Dans les secteurs des commodités et de l'électricité, les investisseurs (producteurs, commercialisateurs, transformateurs) ne peuvent pas complètement s'en remettre aux instruments de marché pour réduire l'incertitude qui entoure leurs décisions. Ils adoptent donc des stratégies qui s'organisent autour, d'une part, d'une forte concentration ; et d'autre part, d'une intégration verticale plus ou moins poussée, qui réduit leur exposition aux fluctuations de prix.

3.1. Les commodités : forte concentration et intégration verticale partielle

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 35% et 90% (et au-delà de 50% pour les 10 principaux) (voir tableau suivant). Elles sont plus importantes encore si l'on considère les capacités d'exportation et/ou les stocks. Notons ici que la concentration concerne essentiellement les segments amont des chaînes de valeur des marchés de commodités, extraction, production et première transformation des matières premières (nous reviendrons plus loin sur ce point).

La concentration dans les commodités est une tendance forte et ancienne. Plusieurs éléments, de nature différente, y contribuent. En premier lieu, le secteur minier se caractérise par une structure de coûts particulière. D'une part, il existe de fortes économies d'échelle : dimensionnement des équipements, infrastructures de transport et de transformation des matières premières. D'autre part, la qualité variable des gisements (conditions d'exploitation, teneur en minerai), favorise l'apparition de « rentes différentielles », qui rendent compte de l'hétérogénéité, d'un gisement à l'autre, de la rentabilité des activités d'extraction. Cela introduit un facteur discriminant entre les firmes, qui agit comme un moteur à la concentration. Ces « rentes différentes » permettent à certaines firmes, adossées des gisements dont les coûts d'exploitation sont très bas, de s'engager dans un processus cumulatif de croissance, celui-ci se faisant éventuellement au détriment de leurs concurrents moins bien dotés, qu'elles sont alors en capacité d'absorber.

¹ Il existe des contrats à terme jusqu'à 6 ans sur la bourse allemande de l'électricité (EEX) mais il semble que les contrats supérieurs à trois ans soient très peu liquides et leurs prix sont dé-corrélés de ceux des contrats de un à trois ans. Les contrats supérieurs à un an font l'objet de peu d'échanges sur Powernext, la bourse française, qui proposent des contrats jusqu'à échéance trois ans. En 2007, 85% du volume des *futures* transitant sur Powernext sont limitées à des échéances mensuelle ou trimestrielle (Powernext, 2007).

Tab. 1. Structure industrielle sur quelques marchés des commodités

Secteurs	Top 5	Top 10	Principaux groupes mondiaux
Charbon	14%	24%	Peabody, Rio Tinto, BHP
Acier	20%	28%	Arcelor Mittal, Nippon Steel, POSCO
Cuivre	36%	57%	Codelco, BHP, Phelps Dodge
Or	41%	50%	Barrick, AngloAmerican, Newmont
Minerai fer	41%	56%	Vale, Rio Tinto, BHP
Aluminium	53%	70%	Rio Tinto, Rusal, Alcoa
Pétrole*	56%	68%	Aramco, NIOC, INOC
Nickel	61%	70%	Norilsk, Vale, BHP
Uranium	65%	90%	Cameco, Rio Tinto, Areva
Diamant	92%	n.d.	AngloAmerican, Alrosa, Rio Tinto

Parts de marché de la production totale mondiale. Chiffres 2006, sources : entreprises, BRGM, Mining Journal, the Economist. * Réserves prouvées 2003

En deuxième lieu, la taille confère un avantage aux firmes dans un environnement d'évolutions cycliques des 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 meilleures conditions.

En troisième lieu, 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 et à la réalisation de tous les équipements et infrastructures nécessaires à l'exploitation des gisements miniers¹.

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, Vale), qui prennent des positions de premier plan dans différentes matières premières et dans certains produits énergétiques (charbon, notamment). Cette stratégie de diversification vise d'une part, à assurer une meilleure exploitation des gisements (beaucoup d'entre eux sont poly-métalliques). D'autre part, cela permet de répartir les risques, les opportunités et les dépenses d'investissement sur des marchés dont les cycles de prix ne sont pas toujours synchrones (Crowson P., 2001). Selon les estimations fournies par PwC, il y a eu plus de 3500 opérations de fusions / acquisitions dans le secteur minier entre 2005 et 2007, pour un montant total de 362 milliards de dollars (PwC, 2008). Le mouvement a tendance à s'accélérer ces toutes dernières années, à la suite de l'envolée des prix des commodités depuis 2003, suggérant que les investisseurs anticipent une poursuite durable du mouvement de hausse.

¹ Sans oublier d'autres motifs se trouvant à la lisière du champ du raisonnement économique *stricto sensu* : volonté du management de garder son indépendance en faisant croître la taille de son entreprise, la rendant ainsi moins facilement OPABLE ; activisme des banques d'affaires qui proposent des acquisitions ou des rapprochements aux entreprises et à leurs actionnaires.

La concentration s'accompagne, dans le secteur des commodités, par une intégration verticale que l'on peut qualifier de partielle ou d'incomplète¹. En effet, les structures industrielles que l'on rencontre sur la plupart des marchés concernés se caractérisent par : des producteurs (en petit nombre) qui élargissent leur périmètre d'activité en s'implantant en aval (seconde transformation, commercialisation), mais uniquement de manière ciblée, concurrencés, sur ces segments de marché, par des entreprises spécialisées, de taille plus modeste (en grand nombre).

Schématiquement, la filière industrielle des commodités se décompose de la manière suivante (Crowson P., 1998) :

- 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) transport et stockage liant entre eux les trois stades précédents et assurant la fourniture aux clients finaux.

Les stades a) et b) sont au cœur des activités des grands producteurs, qui investissent quelquefois, de manière ponctuelle, dans les stades aval, c) et d). La seconde transformation à destination des clients finaux est le fait d'entreprises spécialisées, que nous appellerons ici transformateurs / commercialisateurs, aussi désignées sous le nom de *smelters*.

Quelles sont les raisons qui expliquent que les grands producteurs ne s'intègrent que partiellement en aval ? Alors qu'a priori, ils sembleraient avoir de fortes incitations à s'y développer de manière systématique. En effet, cela pourrait leur éviter 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 devrait être forte, le transformateur représentant l'essentiel des débouchés du producteur. Ce dernier devrait donc faire preuve d'une forte aversion pour le risque dans l'organisation de ses transactions avec l'aval. L'intégration permettrait 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, soutenant par la même la demande qui leur est adressée (Giraud P.-N., 1983).

Pour autant, tous les producteurs ne sont pas complètement intégrés vers l'aval. En voici la raison principale. 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

¹ L'intégration verticale est définie comme une forme d'organisation comprenant au moins deux processus de production liés entre eux : l'output du processus amont étant employé par le processus aval ou l'input du processus aval étant obtenu 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, ou incomplète (Perry M., 1989).

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. En conséquence, 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 stratégie d'intégration vers l'aval, les producteurs se concentrent donc sur les produits, zones et secteurs d'activité à haute valeur-ajoutée ou considérés comme stratégiques.

De leur côté, les transformateurs / commercialisateurs n'ont pas besoin de s'adosser aux producteurs. Deux raisons principales y concourent.

En premier lieu, les transformateurs / commercialisateurs ont intérêt à 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 commandes qu'ils doivent honorer. Sauf lorsqu'ils sont dans des situations d'approvisionnement tendues et risquent de se faire imposer des conditions d'achat très défavorables des matières premières qu'ils transforment. Dans ce cas, ils pourraient être conduit à investir en amont si les marchés ne jouent plus leur rôle ¹.

En second lieu, les transformateurs / commercialisateurs n'ont pas besoin de s'intégrer vers l'amont pour s'approvisionner. Ils disposent de l'alternative des contrats à terme disponibles sur les marchés financiers (marchés organisés ou relations bilatérales). Ces contrats leur permettent de se couvrir contre les risques de fluctuations des prix entre le moment où ils acquièrent la commodité pour la transformer et celui où ils vendent leurs produits à leurs clients finals (Marquet Y. & Esquerre P., 2002). Parce que :

- les marchés sont fluides, liquides et liés géographiquement entre eux, ce qui réduit les risques de ruptures d'approvisionnement ou de tensions durables,
- les produits achetés à terme couvrent la totalité de leurs besoins anticipés, ce qui leur permet de s'assurer contre l'ensemble des risques-prix encourus lors de l'achat de matières premières. Sauf en cas de mauvaises anticipations. Toutefois, ce risque apparaît limité : les commercialisateurs / transformateurs sont en mesure de connaître avec une marge de précision assez fine les quantités de matières premières dont ils auront besoin pour assurer les commandes de leurs clients (ceux-ci s'engageant sur des quantités de produits finis). Et dans le cas contraire, ils ont toujours la possibilité de jouer sur les stocks de matières premières dont ils disposent pour ajuster les quantités aux besoins exprimés.

¹ Mais cela suppose d'être en capacité de dégager des moyens financiers conséquents pour acquérir les savoir-faire et les gisements d'une société d'exploration-production. Notons que la hausse des prix des principales commodités, si elles venaient à se poursuivre durablement, pourrait provoquer des tensions de plus en plus fréquentes sur les conditions d'approvisionnement, provoquant une révision des choix stratégiques de certains transformateurs indépendants. Arcelor Mittal donne un exemple, certes isolé, mais significatif d'une stratégie d'intégration verticale (de la production d'acier vers la production de minerai de fer et charbon) réalisée à cause d'une part, de la forte concentration des principaux producteurs de minerais de fer, en capacité de peser sur les prix mondiaux et d'autre part, du risque de rupture d'approvisionnement en charbon à coke. Mais contrairement aux transformateurs / commercialisateurs, Arcelor Mittal, premier aciériste mondial, dispose de capacités financières suffisantes pour investir en amont.

- l'évolution des prix d'achat des commodités peut être partiellement ou totalement répercutée sur les clients finaux d'une période sur l'autre.

De ce fait, les transformateurs peuvent s'assurer d'un revenu (quasi) certain sur un cycle de production de quelques mois, en achetant leurs matières premières à terme (à prix fixes) après avoir négocié les conditions de vente avec leurs clients (quantité, prix, calendrier de livraison)¹.

Cette espérance de revenu (quasi) certain n'élimine pas pour autant tous les risques auxquels ils sont confrontés. En particulier les risques consécutifs à l'adoption d'une mauvaise stratégie de couverture, qui peut les désavantager par rapport à des concurrents mieux inspirés. En effet, si les conditions de marché évoluent brusquement à la suite d'un choc, se traduisant par une baisse sensible du prix spot, le transformateur ayant contractualisé à terme va devoir payer ses matières premières plus chères que ses concurrents qui ont choisi de se couvrir partiellement ou qui ne disposent d'aucune couverture.

Cependant, cette éventualité ne remet pas en cause l'intérêt d'une utilisation des contrats à terme : les conditions générales de concurrence entre transformateurs / commercialisateurs sont telles qu'elles leur permettent d'adapter leur stratégie de couverture sans mettre en péril leur équilibre financier. En effet, en cas de retournement du marché, le transformateur pourra, soit revendre son contrat sur le marché et acheter au prix spot, voire racheter un nouveau contrat à terme (s'il veut réduire son exposition à la baisse des prix), soit maintenir son engagement (s'il préfère sécuriser les quantités à fournir), quitte à ne pas modifier les prix de vente à ses clients finaux. Dans le premier cas, la perte subie pourra être absorbée, dans le second cas, le transformateur ne verra pas sa clientèle partir à la concurrence. Parce que les transformateurs / commercialisateurs présents sur le même segment de marché ne se concurrencent pas seulement en prix. De part leurs activités, ces entreprises réalisent des opérations industrielles de transformation, incorporent des savoir-faire et des innovations, enrichissent le contenu technologique des produits qu'ils commercialisent. Ils opèrent de la sorte une différenciation avec les produits de leurs concurrents. La compétition ne se faisant pas uniquement sur les prix, les conditions d'approvisionnement, si elles restent importantes pour l'équilibre financier des transformateurs / commercialisateurs, ne sont pas leur seul levier d'action.

Cela leur donne la possibilité de s'engager dans des stratégies de couverture du risque sans crainte d'être disqualifié par rapport à la concurrence d'autres commercialisateurs / transformateurs optant pour des stratégies différentes ou par rapport à de grands producteurs ayant investi sur certains segments aval. Cela leur permet également de s'engager dans des contrats à horizon temporel plus éloigné, en concluant des contrats bilatéraux de moyen-terme avec des producteurs, afin de sécuriser les conditions d'achat de leurs matières premières. Sur les marchés de commodités, les transformateurs / commercialisateurs sont donc en mesure de gérer leur approvisionnement sans être obligés de s'intégrer vers l'amont².

¹ A portefeuille de clients donné, le revenu des transformateurs / commercialisateurs est (quasi) certain puisque les erreurs d'anticipation sont minimales et peuvent être corrigées en jouant sur les stocks de matière première qu'ils détiennent. Les opérations de stockage et déstockage impactent le revenu via le coût du stockage et le *convenience yield*.

² Il faut néanmoins souligner que la couverture ne peut jamais être complète, c'est-à-dire rendre absolument neutre toute évolution du prix des matières premières sur la rentabilité du transformateur / commercialisateur. En effet, une hausse des prix amont conduira à une augmentation du fonds de roulement du transformateur, qui impactera négativement son cash flow disponible, au moins de manière temporaire, d'une année sur l'autre.

3.2. L'électricité : forte concentration et intégration verticale poussée

Malgré le processus de libéralisation, qui s'est traduit par l'ouverture des marchés et a stimulé l'entrée de nouveaux concurrents tant en production qu'en commercialisation, on constate également une tendance à l'augmentation du degré de concentration. Les parts de marché des cinq principaux groupes électriques européens sont passés de 48% à 57% entre 1998 et 2004 (de 62% à 72% pour les 10 plus importants)¹. Selon les estimations fournies par le Cerna, il y a eu 81 opérations de fusions / acquisitions de valeur supérieure à 100 millions d'euros dans le secteur électrique et gazier en Europe entre 2005 et 2007, pour un montant total de 156 milliards d'euros (Lévêque F., Monturus R., 2008).

Dans l'industrie électrique, la taille facilite l'exploitation des économies d'échelle occasionnées par le déploiement de grands systèmes techniques intensifs en capital (en production et en transmission). Elle permet également de faire jouer des effets de série pour certaines technologies, de créer de meilleures conditions d'achat auprès des fournisseurs, d'assurer le foisonnement des consommations, ce qui garantit un meilleur étalement de la courbe de charge et un ajustement des réserves (Joskow P., 1996). Le secteur électrique se caractérise 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 J., 2002 ; Joskow P., 1996 ; 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. Historiquement, les acteurs du secteur, placés en situation de monopole, ont répondu à ces besoins en adoptant des structures verticalement intégrées (production – transport – distribution - vente). 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 de planification, de renforcement des réseaux et de qualité de fourniture ; marchés d'ajustement assurant l'équilibre instantané offre - demande).

Cependant, l'incitation à l'intégration verticale demeure. Cela est attesté, d'une part, par le poids grandissant des groupes verticalement intégrés dans le paysage concurrentiel (qui ont tendance à construire des positions amont – aval équilibrées), d'autre part, par les difficultés rencontrées par les commercialisateurs « purs » à s'implanter durablement sur le marché et à rentabiliser leurs activités (Littlechild S., 2005 ; Boroumand R., 2008).

Les instruments qui permettraient aux acteurs de réduire leur exposition face aux fluctuations de prix (produits à terme, produits dérivés) font défaut. Du fait des spécificités de l'électricité, producteurs et commercialisateurs se trouvent dans des situations de risques plus marqués que leurs homologues opérant sur les marchés de commodités.

¹ Parts de marché exprimées en ventes d'électricité, calculées dans l'espace de l'Union Européenne à 15 pays membres. L'élargissement à 27 ne change pas les résultats de manière sensible.

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 commodité¹. Cependant, l'incitation à l'intégration est plus forte dans son cas, le segment aval de commercialisation de l'électricité étant moins hétérogène. La relative stabilité des utilisations du courant électrique, la faible transformation des produits, les possibilités de forclusion sont autant de facteurs qui peuvent inciter le producteur d'électricité à s'intégrer en aval plus complètement qu'un producteur de commodité.

Mais c'est en aval que ce fait la différence. Un commercialisateur peut difficilement s'en remettre aux produits à terme disponibles sur les marchés financiers pour gérer son approvisionnement. Quelles en sont les raisons ?

Le commercialisateur cherche à sécuriser les conditions de son approvisionnement en électricité *a minima* sur une période de quelques mois (intervalle entre deux modifications des prix payés par ses clients résidentiels). En théorie, il dispose sur les marchés financiers de produits de couverture qui lui permettent d'acheter à terme l'électricité dont il a besoin. Pour ce faire, il peut acquérir des blocs horaires, voire semi-horaires, d'une puissance nominale d'un MW. Ces blocs horaires, des rubans de « base » ou des produits de « pointe », permettent de répliquer au mieux la forme de la courbe de charge agrégée prévisionnelle de son portefeuille clients. Cependant, il fait face à deux types de contraintes qui réduisent sa capacité à se couvrir sur l'ensemble de ses besoins.

- D'une part, le commercialisateur doit satisfaire, heure après heure, une partie de la demande de quantité nominale inférieure à 1 MW. Cette « dentelle »² ne peut pas être couverte par des produits à terme et doit donc faire l'objet d'intervention sur le marché à des échéances très rapprochées.
- D'autre part, il est soumis à la forte imprévisibilité de la demande qui lui est adressée, situation qui rend difficile les exercices d'anticipation auxquels il doit se soumettre. Comme nous l'avons déjà souligné, la demande d'électricité est soumise à des variations qui ne peuvent pas être entièrement prévues. Au fur et à mesure que la livraison s'approche, le commercialisateur devra recourir à des produits standards sur le marché à terme pour affiner sa couverture. Il restera donc toujours une partie de ses besoins, mal apprécié, qui devra conduire à des achats (ou à des ventes) de blocs à des échéances très rapprochées, donc à des niveaux proches ou équivalents à ceux des prix spot. Sauf en cas très improbable d'anticipation parfaite, la couverture complète n'est pas possible, le commercialisateur devra s'en remettre au marché pour gérer les aléas affectant sa demande.

Ces deux contraintes, sont fortement liées à l'absence de stockage : le fait que le stockage ne puisse pas jouer son rôle traditionnel de tampon oblige, d'une part, le commercialisateur à répondre en temps réel aux besoins de ses clients ; et d'autre part, à faire face à une demande difficilement prévisible.

¹ La plupart des *Independent Power Producers* (IPP) encore en activité disposent de contrats d'achat garantis sur le long terme leur permettant de rémunérer leurs activités en minimisant leurs risques. Ces contrats sont généralement conclus avec des commercialisateurs pour couvrir une partie de leurs besoins (*voir supra*) ou de grands clients industriels.

² Nom donné à la partie résiduelle de la consommation qui ne peut pas être couverte suffisamment à l'avance par empilement de blocs négociables (année, mois, semaine, jour pour le lendemain).

Ainsi, un commercialisateur qui s'engage sur un volume de fourniture d'électricité avec ses clients sur une base semi-annuelle ou annuelle ne pourra donc pas se couvrir sur la totalité du risque-prix en signant un contrat d'achat à terme. Et de surcroît, la partie non couverte de sa consommation peut représenter une forte proportion de ses revenus. D'une part parce que le profil de volatilité des prix de l'électricité se caractérise par une forte variabilité journalière et la survenance d'épisodes de pics. D'autre part parce que les interventions qu'il devra faire sur le marché (à l'achat ou à la vente) le seront au moment les plus défavorables. Il devra acheter sur les marchés de gros lorsque les prix atteignent des niveaux élevés et vendre lorsque les prix sont déprimés, ces deux variables étant positivement corrélées. C'est lorsque les clients soutirent beaucoup sur le réseau que les prix sont élevés. L'assurance d'un revenu (quasi) certain fait ici défaut.

Cette incertitude prend d'autant plus d'importance que l'équilibre financier des commercialisateurs d'électricité est très dépendant du bien-fondé de leur stratégie de couverture. Ce qui est moins le cas des transformateurs / commercialisateurs de commodités.

Le commercialisateur d'électricité qui se trouve dans une situation où sa stratégie de couverture n'est plus adaptée aux conditions de marché (par exemple avec des achats à terme à prix supérieurs au prix spot) devra modifier sa politique de prix à destination de ses clients. Il devra répercuter les évolutions des conditions de marché, quitte à supporter la perte consécutive au différentiel entre prix du produit à terme et prix spot. Dans le cas contraire, il risque de subir une hémorragie de ses clients, qui trouveront sur le marché des fournisseurs leur proposant de meilleures conditions (que ce soient des commercialisateurs « purs » ayant opté pour une autre stratégie de couverture ou des commercialisateurs intégrés en amont). Cette volatilité de la clientèle est la conséquence directe de la faible transformation que subit le « bien » électricité entre les stades amont et aval. Les commercialisateurs, même s'ils tentent d'enrichir leur offre, en proposant des services associés et une variété de contrats, incorporent peu de facteurs « différentiels » au service dont ils assurent la fourniture (valeur-ajoutée, innovations). Dès lors, la concurrence entre fournisseurs se fait essentiellement sur les prix, qui dépendent en grande partie de l'à propos de leurs stratégies respectives de couverture. La prééminence de la concurrence par les prix, la difficulté d'opérer de réelles différenciations, rend les clients plus volatiles et sensibles aux offres des concurrents (Defeuilley C., Mollard M., 2008)¹.

Pris entre l'impossibilité d'une couverture complète et la pression d'une concurrence en prix, le commercialisateur est fortement incité à chercher une alternative à l'utilisation d'instruments financiers pour gérer ses risques. Même s'il peut acheter un *future* et compléter sa couverture en se dotant d'un moyen de production de pointe pour la période horaire de plus forte volatilité, le vendeur d'électricité a intérêt à se couvrir physiquement - non seulement sur la « dentelle », mais également sur le reste de sa fourniture. En effet, en élargissant sa stratégie de couverture physique, le commercialisateur aura la possibilité d'amortir ses coûts fixes sur un nombre d'heures plus important et d'être moins dépendant des épisodes de pics de prix et donc de l'incertitude du revenu net horaire (le différentiel prix de marché -

¹ Les commercialisateurs « purs » sont des nouveaux entrants sur le marché. Ils ont construit leur portefeuille en attirant des clients actifs, bien informés, peu averses au risque, désireux d'obtenir de meilleures conditions de fourniture que celles proposées par leur opérateur historique. Ces clients, difficiles à conserver, volatiles, sont sensibles aux offres des concurrents, ce qui n'est pas toujours le cas des clients qui sont restés fidèles à leur opérateur historique.

coûts marginaux de court terme) pour couvrir ses dépenses d'investissement. 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 (Romano E., 2006).

Théoriquement, le commercialisateur a la possibilité de restreindre sa stratégie de couverture physique uniquement à la « dentelle » en utilisant des produits dérivés (options « put ») susceptibles de couvrir ses besoins de fourniture de pointe avec un prix d'exercice correspondant aux coûts marginaux¹. Il pourrait alors réduire les incertitudes concernant les amortissements des coûts fixes de son unité de production. 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)². 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.

4. Conclusion

Les marchés électriques sont pourvus de deux spécificités physiques qui les singularisent : la non-stockabilité et la faible transformation du produit entre l'amont et l'aval. L'absence quasi-générale de stockage est un frein à l'utilisation des produits de couverture de court terme par les commercialisateurs. De son côté, la faible transformation réduit leurs possibilités de s'affranchir, même partiellement, de leurs conditions d'approvisionnement pour déterminer leur politique de prix à destination des clients résidentiels. Ils sont donc incités à se tourner vers la solution de l'intégration verticale. En particulier, les commercialisateurs ont intérêt à organiser une couverture « physique » de leurs besoins en investissant dans des moyens de production leur permettant de limiter leur exposition aux fluctuations des prix de marché. L'exemple du secteur électrique suggère donc que les décisions en matière d'organisation industrielle dépendent en partie des choix effectués par les entreprises en matière de stratégies de gestion du risque. Si l'intégration verticale découle de considérations techniques ou transactionnelles (importance des coûts fixes, spécificité des actifs) propres au secteur considéré, elle dépend également des possibilités offertes par le marché financier en matière de couverture.

¹ En l'espèce, le commercialisateur pourrait faire l'acquisition d'un droit (et non d'une obligation) de vendre la production de son unité de pointe 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.

² 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-normale, 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).

Bibliographie

- Boroumand R. (2008), « Le fournisseur pur d'électricité : un modèle économique viable ? », working paper LARSEN, Fontenay-aux-Roses, à paraître
- 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
- Chao H.P., Oren S., Wilson R. (2005), « Restructured electricity markets : re-evaluation of vertical integration and unbundling », Harvard Electricity Policy Group, Harvard
- 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
- Defeuilley C., Mollard M; (2008), « La dynamique de la concurrence avec coûts de changement. Enseignements tirés de marché britannique de l'électricité », working paper LARSEN, Fontenay-aux-Roses, à paraître
- Geman, H. (2005), *Commodities and commodity derivatives*, Wiley Finance series, Wiley, New-York
- Giraud P.-N. (1983), *Géopolitique des matières premières*, Economica, Paris
- Giraud, P.-N. (2003), *Economie des commodités*, miméo CERNA, Paris
- Hogan P., (2002), « Electricity market restructuring : reform of reforms », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 21
- Joskow P. (1996), « Introduction competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity », *Industrial and Corporate Change*, vol. 5
- 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
- Lévêque F., Monturus R. (2008), *Mergers & Acquisitions within the European Power and Gas Sectors Cases and Patterns*, Cerna, Ecole des Mines, Paris
- Littlechild S. (2005), *Smaller suppliers in the UK domestic electricity market : experience, concerns and policy recommendations*, OGFEM report, London
- Marquet Y. & Esquerre P. (2002), *Le London Metal Exchange. Spécificités et perspectives stratégiques*, DMPH, Ministère de l'Economie, Paris
- Newbery D. (2002), « Regulatory challenges to european electricity liberalisation », Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge
- Perry M. (1989), « Vertical integration : determinants and effects », in Schmalensee R. & Willig R. (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, North Holland, Amsterdam
- Powernext (2007), *Bilan d'activité des marchés 2007*, Powernext, Paris
- Pignon V. & Glachant J.M. (2005), « Nordic congestion arrangement as a model for Europe ? Physical constraints vs. economic incentives », *Utilities Policy*, vol. 13
- PricewaterhouseCoopers (2008), *Mining deals. 2007 annual review*, PwC
- 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 marchés dérivés. Du paradigme concurrentiel aux comportements stratégiques et application aux bourses européennes d'électricité*, thèse de doctorat, Université Montpellier I, CREDEN, Montpellier
- Stoft S., Belden T., Goldman C., Pickle S. (1998), *A primer on electricity futures and other derivatives*, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley
- Wilson, R. (2002), « Architecture of Electric Power Markets », *Econometrica*, vol. 70