

Éléments pour une analyse critique de l'organisation actuelle du commerce d'électricité

Après plusieurs années d'expérience, l'ouverture des marchés électriques conduit à de nombreuses aberrations qu'il est de plus en plus difficile d'attribuer à des défauts de réglage des nouveaux mécanismes commerciaux ou aux balbutiements des nouveaux modes de régulation. Cette situation est particulièrement inquiétante pour les consommateurs industriels. Le fonctionnement actuel des marchés de gros est en effet pour eux un facteur important d'insécurité économique et de dégradation de leur compétitivité. Ces craintes sont d'autant plus fondées qu'on peut dans un avenir prévisible s'attendre à une crise d'équilibrage des secteurs électriques européens qui n'est pour l'instant que différée par la présence de surcapacités héritées du passé et par une ouverture des marchés qui n'est encore que partielle. L'analyse proposée ci-dessous fournit des éléments de réflexion permettant de mieux apprécier les dérives du mode actuel d'organisation du commerce électrique sur la plaque continentale européenne.

I. Résumé et Conclusions

Alors que l'ouverture a été placée sous les auspices de l'efficacité économique, les modalités qui ont prévalu, n'ont nullement conduit aux résultats escomptés. L'analyse de l'organisation et du fonctionnement actuel des marchés de gros présentée dans ce document, permet d'avancer les conclusions suivantes.

1. L'ORGANISATION D'UN COMMERCE DE GROS CENSE PERMETTRE LE LIBRE CHOIX DE SON FOURNISSEUR N'A NULLEMENT ENTRAINE UNE SAINTE CONCURRENCE BENEFIQUE POUR LE CONSOMMATEUR.

Au niveau de la production aucun signe de déconcentration n'apparaît. Tout au contraire les différentes fusions et acquisitions effectuées par les grands électriciens européens augmentent le degré de concentration du secteur sans qu'on assiste à l'émergence de nouveaux producteurs indépendants.

Parallèlement, le développement d'une activité d'achat/revente n'a pas permis une réelle diversification des offres contrairement à ce qui peut exister pour d'autres produits. En fait, les contraintes spécifiques au bien électrique ne laissent que peu de place à ce que des traders indépendants deviennent les contreparties privilégiées de producteurs ou de consommateurs. Tout au contraire, l'intégration d'une démarche commerciale de type trading a permis aux grands producteurs de renforcer leur pouvoir de marché.

De plus, aucun signe de renforcement de la concurrence entre les grands producteurs n'est perceptible alors que l'absence de diversification des offres faites aux consommateurs sur des zones déterminées peut faire craindre un véritable partage de territoire.

Globalement, une tendance nette à la hausse des prix mais surtout le pouvoir de transférer le risque productif vers l'utilisateur manifestent cette absence de réelle concurrence.

2. L'ANALYSE PERMET DE CONCLURE A UNE INADAPTATION ET UNE INCOHERENCE DU MODELE DE MARCHE QUI A PREVALU POUR ORGANISER L'OUVERTURE DU SECTEUR.

En se référant de façon plus ou moins implicite à un modèle qui n'est pertinent pour les produits de base ou d'autres produits énergétiques comme le pétrole, personne n'a vérifié si le bien électrique pouvait être adapté à ce modèle : on n'a pas suffisamment fait porter l'attention sur les conditions dans lesquelles un tel modèle pouvait être transposé.

En effet, appliqué à l'électricité, ce modèle ne permet pas d'ajustements efficaces par les prix et conduit même à une réduction de la capacité d'effacement des consommateurs.

Adapté à des produits homogènes et stockables et dans un contexte où les acteurs ne possèdent pas de pouvoir de marché, ce modèle permet alors de faire émerger des prix possédant un fort contenu informationnel et une grande cohérence temporelle. Il manque totalement de pertinence s'agissant de l'électricité qui tout au contraire, n'est bien sûr pas stockable, fait montre d'une forte hétérogénéité économique et n'est pas substituable, tout ceci dans un secteur qui ne permet pas d'exclure un fort pouvoir de marché de la part des producteurs.

Dans ce contexte, les prix qui émergent du fonctionnement des marchés de gros n'ont aucune cohérence temporelle et aucun contenu informationnel. Ils ne possèdent donc aucune des propriétés requises pour en faire des signaux de marché. Qui plus est, l'existence de pouvoirs de marché et les spécificités de la contrainte d'ajustement en temps réel rendent ces prix vulnérables aux manipulations.

L'incapacité à produire des ajustements par les prix efficaces et les forts cloisonnements qui apparaissent sur les marchés de gros conduit à une variabilité extrême des prix qui induit un risque considérable. Face à cela, aucun outil véritable de risk management ne réussit à émerger notamment à cause d'une absence de « financiarisation » du marché. Cet échec résulte pour l'essentiel de l'inadaptation du modèle qui ne permet pas le jeu de mécanismes cohérents et clairement identifiables sur lesquels les acteurs financiers pourraient s'appuyer pour former leurs anticipations. Cette situation est facteur d'insécurité économique à laquelle s'ajoute un risque systémique important.

3. L'INADAPTATION ET L'INCOHERENCE DU MODELE DE MARCHE S'ACCOMPAGNENT D'UNE DETERIORATION DE LA SITUATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS.

Confrontés à un environnement commercial inadapté à leurs besoins, les utilisateurs industriels ne disposent, s'agissant de leurs stratégies d'achat, d'aucune capacité de négociation alors que les offres tendent à se déplacer vers des produits de court terme qui ne leur permettent pas une gestion efficace de leurs approvisionnements

Ceci est d'autant plus grave que le marché de gros manque totalement de résilience (avec de très faibles volumes susceptibles de faire bouger fortement les prix) et induit des coûts de transaction disproportionnés.

Cette dégradation de l'environnement d'achat des consommateurs industriels qui ne disposent d'aucune marge de manœuvre et d'aucun choix véritable quant au moment de couvrir leurs besoins est d'autant plus grave que les pratiques de trading induisent que les conditions de prix relatives aux fournitures qu'ils recherchent subissent une contamination forte des conditions de prix relatives à une toute autre fonction qui est celle d'ajustement.

Enfin, les prix de l'électricité sur les marchés de gros défient toute tentative d'analyse fondamentale et ont perdu tout contact avec le réel, notamment s'agissant de la prise en compte des évolutions des prix des combustibles.

La dégénérescence rapide du modèle impose donc de rechercher un autre mode d'échange conférant au secteur une véritable cohérence industrielle, seule capable de permettre sur le long terme un ajustement des capacités à l'évolution des besoins.

II. L'illusion d'une ouverture à la concurrence

Une absence de déconcentration du secteur électrique

1. Le processus de réforme du secteur électrique engagé en Europe continentale se distingue fondamentalement de celui mis en oeuvre dans les pays anglo-saxons où il s'est caractérisé par une déconcentration préalable des activités de production. Dans certains pays, chaque grosse centrale est quasiment devenu un producteur indépendant. En Europe, et même si la déconcentration ne résout pas tous les problèmes, le Royaume-Uni apparaît exemplaire et la capacité de production des trois entreprises leaders a été ramenée à un environ un tiers du total. Sur la plaque continentale, rien de tel ne s'est produit. Tout au contraire, diverses opérations comme la spectaculaire fusion de Veba/PreussenElektra avec Viag/Bayernwerk pour donner naissance au géant allemand E.ON procèdent d'un renforcement de la concentration du secteur.

Pas de concurrence ajoutée par l'activité de trading

2. On est parti de l'idée toute faite que le développement d'une activité de trading pouvait créer la diversité des offres comme cela peut être le cas pour un certain nombre de produits de base bien spécifiques (encadré 1) mais pas pour le bien électrique.

Encadré 1 *TRADING ET DIVERSIFICATION DES OFFRES*

Le trading ne procure une diversification des offres que dans des situations spécifiques où il permet au consommateur de diversifier ses sources d'approvisionnement soit pour traiter à moindre coût (optimisation logistique notamment) soit pour avoir accès à une origine qui antérieurement n'était pas pour lui disponible (conditions financières, risques d'exécution etc).

Parallèlement, en permettant au producteur de diversifier indirectement ses débouchés, il devient sa contrepartie privilégiée puisqu'il est toujours potentiellement le meilleur acheteur dans la mesure où il est en position de pouvoir servir n'importe quel marché.

Il ne peut pleinement jouer son rôle que s'il dispose d'instruments de risk management lui permettant en particulier de couvrir le risque de prix lié aux décalages de conditions et de timing dans lesquels les producteurs et les consommateurs désirent traiter.

Cette situation n'existe pas dans le cas de l'électricité :

a) le producteur n'est a priori pas contraint sur ses débouchés et peut toujours formuler les mêmes offres qu'un pur trader et de plus, par rapport à lui, son risque d'exécution est moindre puisqu'il est structurellement long ;

b) le consommateur n'est pas restreint sur ses sources physiques d'approvisionnement, hormis l'exercice d'un contrôle exclusif des accès aux interconnexions que la régulation et non pas le trading ont pour mission d'empêcher ;

c) les purs traders ne peuvent que difficilement concilier des différences de conditions et de timing entre leurs achats et leurs ventes, d'autant plus qu'il n'existe pas réellement d'outils permettant de gérer un risque prix exceptionnellement élevé, ce qui limite considérablement leur rôle de « contrepartistes » et partant de « porteur » de risque dès lors qu'ils n'ont pas la possibilité de le transférer.

Ce n'est qu'au niveau de la fonction d'équilibrage du système qu'a joué historiquement une concurrence lors de la constitution d'un marché de gros avec des traders dont l'activité était alors concentrée à ce niveau puisque les offres aux clients finaux restaient l'apanage des entités de commercialisation. Il est important de souligner d'emblée que, compte tenu du risque d'exécution, le trading pur ne peut pas véritablement exister. De fait, les nouveaux entrants ont cherché à contrôler des actifs de production sans grand succès car dans ce métier électrique les grands acteurs ne sont pas enclins à céder des actifs de production sauf éventuellement les moins performants. Pour remédier à cette situation, certaines banques désireuses de développer une activité sur le marché électrique ont essayé nouer des relations de partenariat avec des producteurs existants ; ce schéma est resté exceptionnel et les rares accords passés n'ont pas vocation à durer.

Entre des traders indépendants contraints de s'associer et les producteurs adoptant une approche trading dans leurs rapports avec les consommateurs, le jeu est beaucoup trop asymétrique. Si de façon transitoire et pour des volumes demeurés faibles, l'activité de traders indépendants a pu être un facteur temporaire de diversification et de baisse des prix, les grands producteurs ont vite compris l'intérêt d'adopter eux-mêmes les instruments commerciaux développés par ces traders indépendants en cantonnant ces derniers dans un rôle qui les rend incapables d'exercer une réelle pression concurrentielle sur les prix.

*Changer de fournisseur
ne change quasiment pas le prix !*

3. L'argument selon lequel x% des consommateurs éligibles ont changé de fournisseur, traditionnellement avancé pour assimiler ouverture du marché de gros et ouverture à la concurrence, n'a guère de portée sauf, éventuellement, au Royaume Uni. Quand, dans le cas français par exemple, on affirme qu'EDF a perdu "x% du marché ouvert", en sous-entendant que dans la réalité commerciale actuelle s'exerce une pression concurrentielle, ceci prête à confusion et ne prouve en rien une perte véritable de part de marché.

Dans la situation actuelle, avec la fonction trading mise au coeur du marché, la régulation des volumes de production électrique en Europe se fait par les prix "écrans" ("screen prices") établis par l'activité des salles de marché d'EDF-T, E.ON-T, RWE-T... Le client final, industriel par exemple, ne dispose ici d'aucune marge de négociation et se voit imposer ce prix qui est le même à un moment donné quel que soit le fournisseur. En fait, il ne négocie que la fourniture de "dentelle", c'est à dire le service de suivi de sa courbe de charge, service qui ne représente pour un industriel aujourd'hui qu'une part très faible de sa facture électrique (encadré 2).

La fourniture électrique proprement dite (vente de blocs) est en fait assurée par le producteur dominant à travers les ventes qu'il effectue sur le marché de gros, ventes qui vont servir à fournir indirectement les clients supposés "perdus" ou venir grossir le flux de ses échanges transfrontaliers. Il n'y a donc pas de "réelle" perte de part de marché pour EDF mais tout juste une perte de marge commerciale. Le x% perdu ne se traduit absolument pas par une baisse de sa production de x%.

En réalité, le seul changement notable en terme de parts de marché pour EDF est l'augmentation très significative de son volume d'exportation : l'interconnexion avec l'Allemagne est désormais structurellement saturée ce qui n'était pas le cas auparavant. Non seulement EDF n'a pas 'réellement' perdu de clients français, mais a de plus gagné des parts de marché de gros en Allemagne grâce à la production venant de ses centrales françaises

Encadré 2 LA FOURNITURE DE DENTELLE
Le seul espace ouvert à la négociation va se limiter à la fonction de fourniture de la « dentelle », fonction à laquelle le producteur peut chercher à renoncer en agissant, éventuellement, pour réduire la rémunération associée à ces activités . Considérons un consommateur éligible achetant un bloc annuel 2004 de 5 MW sur le marché de gros. Comme sa consommation ne correspondra certainement pas à

l'utilisation de 5 MW toutes les heures de l'année 2004, il va communiquer son profil au vendeur qui va en assurer le suivi. Pour ce faire, ce dernier va en pratique décomposer le bloc en 8760 heures et prendre en charge compte tenu des informations communiquées, les excédents et les déficits par rapport aux 5 MWh x 8760 initialement achetés. Son activité va alors consister à faire foisonner ces écarts, c'est-à-dire à diversifier son portefeuille de fourniture de dentelle pour faire jouer au maximum les compensations permises par la diversité des profils d'utilisation de ses clients donc limiter les écarts à couvrir sur le marché.

Ceci a deux conséquences importantes :

-la recherche d'un tel effet de foisonnement explique son agressivité commerciale, donc le faible prix associé à la fourniture de dentelle (il se récupérera sur la marge laissée par la fourniture du bloc)

-dès que le profil de l'acheteur est intégré dans le portefeuille du fournisseur, toute modification ultérieure va affecter sa position nette donc aggraver son risque ; il va dans ce cas imposer des pénalités, ce qui a pour effet de réduire la capacité d'effacement des consommateurs donc de limiter les possibilités de réponse de la demande aux pressions du marché.

On doit noter que le fournisseur de dentelle ne peut jamais intégralement faire foisonner les écarts malgré la diversification de son portefeuille de clients compte tenu de certaines caractéristiques structurelles de la consommation (week-end, nuits, congés etc.) et indépendamment de la spécificité de la consommation résidentielle. Vis-à-vis du marché, et pour certaines heures de la semaine, il est donc toujours dans le mauvais sens et prend alors un risque significatif difficile à couvrir compte tenu de l'absence d'outils de risk management un tant soit peu performants. Il faut probablement s'attendre à enregistrer une réduction du nombre d'offres de ce service de fourniture de dentelle en France.

Le contrôle des interconnexions limite la concurrence

4. Les échanges transfrontaliers sont supposés contribuer à l'exercice d'une pression concurrentielle. Mais cela dépend directement des procédures d'allocation des capacités d'interconnexion qui sont mises en place, lesquelles font aujourd'hui encore débat. On se contentera ici de mentionner le fait établi que sur certaines frontières en Europe continentale les procédures adoptées n'ont absolument pas l'effet vertueux escompté. La concentration d'intérêts de production, réseau et trading au sein de mêmes entités peut amener celles-ci à trouver tout avantage à restreindre la capacité d'interconnexion plutôt que de la développer. Les sommes importantes perçues à travers les systèmes d'enchères mis en place ne sont pas réinvesties au profit des consommateurs finaux.

Le mécanisme des 'VPP' n'offre pas d'alternative

5. L'accès à des capacités de production organisé par EDF sous la forme de cessions de contrats qui donnent droit à de l'énergie produite par des VPP -Virtual Power Plants peut-il créer de la concurrence ? Rien ne différencie en pratique ces opérations de simples ventes sur le marché de gros et, de fait, les mises aux enchères conduisent pratiquement aux prix alors observés sur ce marché. Il est important de noter que ces enchères n'ont pas apporté aux consommateurs éligibles une diversification des offres. En pratique et compte tenu du fait qu'une grande des volumes sont venus nourrir le flux des exportations, elles n'ont pas permis à de nouveaux fournisseurs potentiels de constituer un portefeuille suffisant leur permettant de faire des offres adaptées aux besoins des consommateurs. Tout au contraire, elles ont conduit en priorité à la vente de produits court terme (blocs de durée inférieure à l'année) qui ne sont pas demandés par l'industrie. Un système incluant une obligation de vente de produits pluri-annuels aurait été certainement plus efficace, les prix d'enchères représentant alors un vraie référence de prix sur le marché de gros intéressant les consommateurs industriels.

Pas d'émergence de producteurs indépendants

6. Sans analyser la structure du secteur électrique, ce qui n'est pas le but de ce rapport, il convient d'observer l'absence de développement d'une production indépendante en Europe. L'IPPisation' (IPP- Independent Power Producer) qui a longtemps symbolisé le processus de libéralisation du secteur électrique aux Etats-Unis ne s'est pas matérialisée. De ce point de vue, le cas allemand est symptomatique avec des projets de centrale au gaz généralement incapables de finaliser leur business plan faute de visibilité sur les prix. Les dysfonctionnements du marché

jouent un rôle de « barrière à l'entrée » permettant aux acteurs dominants de « phagocytter » des projets initialement développés de manière indépendante d'eux.

Quelle concurrence entre les grands producteurs européens ?

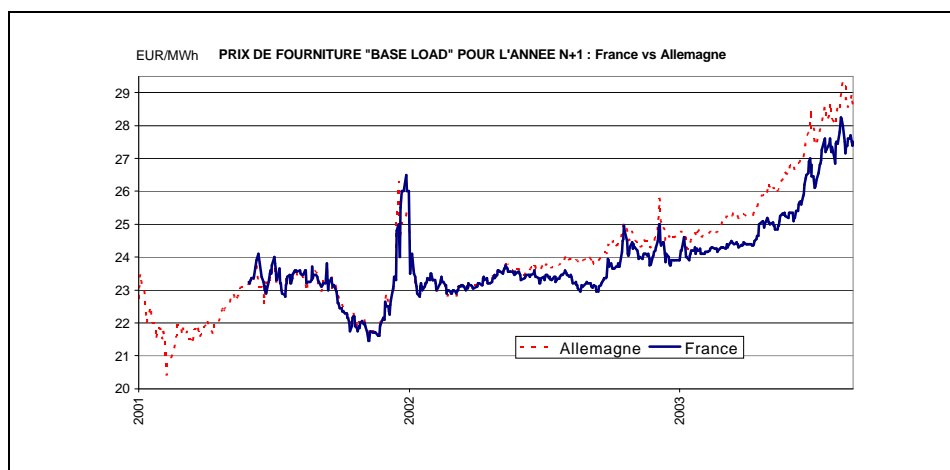
7. Contrairement à ce qu'affirment les instances européennes pour lesquelles la concurrence résultera de la mise en place d'un marché unique européen, dans leur pratique d'achat les consommateurs industriels ne peuvent qu'avoir l'impression que l'adoption généralisée d'un même système de trading s'accompagne aussi d'une forme de partage de territoire entre grands producteurs - traders européens. De même, un producteur important de la plaque continentale qui exporte des volumes très significatifs sur un autre pays de la même zone ne démarche pas activement un groupe industriel national qui cherche à approvisionner ses sites de production à l'étranger. Réciproquement, sa filiale située à l'étranger, n'augmente pas significativement ses ventes à des consommateurs finaux du pays de la maison-mère. Dans tous les cas, la réalité commerciale, explicitée dans la suite de ce document, ne permet pas d'accréditer l'idée selon laquelle le fournisseur étranger qui a des capacités d'importation est automatiquement un vecteur de concurrence et de baisse de prix.

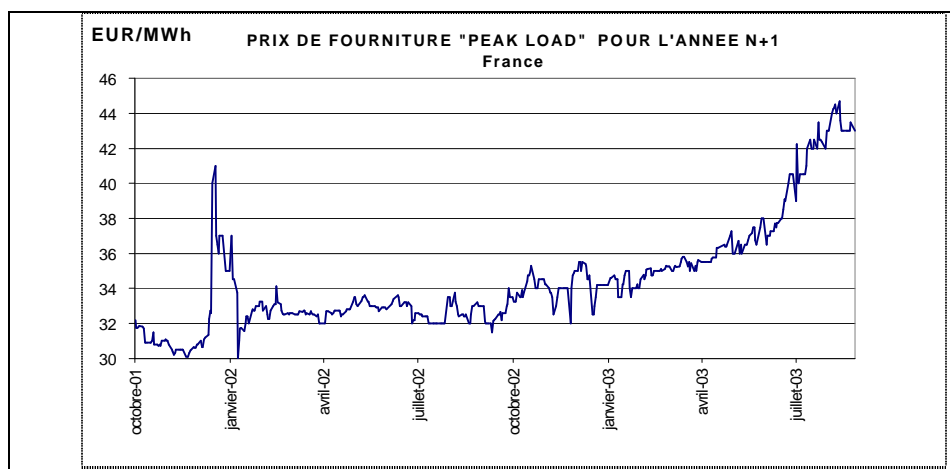
Des traders indépendants artificiellement maintenus en vie

8. La structure du métier du trading s'est affaiblie considérablement par le retrait brutal d'une dizaine de sociétés américaines de la scène européenne. Les traders indépendants qui subsistent, principalement issus du monde bancaire, reconnaissent eux-même leurs difficultés et on peut supposer qu'il existe un consensus pour les maintenir en vie. On aboutit à une structure de marché assez classique où des entreprises marginales coexistent avec des entreprises dominantes qui administrent les prix pour permettre aux premières de subsister.

Des prix en hausse après les baisses initiales

9. Il existe donc un faisceau d'arguments à l'appui desquels il est possible de démontrer que les marchés de gros du kilowatt-heure constitués ont un mode de fonctionnement qui ne laisse plus s'exercer des pressions concurrentielles enregistrées lors de leur constitution il y a trois ans. Cette approche argumentée peut être complétée par la mise en évidence d'un trend haussier sur les prix tout à fait significatif, comme le montre les graphiques ci-joints dans les cas français et allemands.





Tous les risques pour le consommateur

10. Les commentaires sur le marché électrique libéralisé font trop souvent du client une abstraction économique conduisant à mal apprécier la nouvelle réalité concurrentielle. Les situations suivantes observées sur des marchés de gros européens :

- un prix qui quintuple épisodiquement au motif d'un incident météorologique
- un prix qui triple temporairement au motif de mise en maintenance d'une ligne ou de telle ou telle centrale
- un prix qui double durablement au motif d'un sous - investissement productif

sont trois cas où il y a eu transfert d'un risque de prix du producteur vers le consommateur. Ce transfert est synonyme à la fois :

- d'une perte de compétitivité du client dont le coût d'énergie est brutalement impacté en hausse,
- d'amélioration du résultat du producteur de nature tout aussi accidentelle et à caractère de profit indus ('windfall profit').

Bien d'autres exemples pourraient être avancés pour illustrer que ce transfert de risque de prix sur le client peut prendre une ampleur véritablement démesurée jamais rencontrée sur d'autres marchés. Le bien électrique ne se prête pas à une absence de lissage d'autant que le producteur dispose d'outils (assurance, marché des dérivés climatiques) qu'il est seul à pouvoir utiliser et qui lui permettent de gérer son risque plutôt que de le transférer au consommateur

Non seulement le client ne peut pas faire jouer la concurrence, mais il supporte tous les risques liés à la situation de l'offre électrique - aussi bien au niveau des centrales de production que des lignes de transmission (sous - investissements, sur - maintenance,...) – alors, pourtant, qu'il n'a aucune responsabilité dans cette situation. L'ouverture a engendré une inégalité totale au détriment des utilisateurs avec un danger de désresponsabilisation des acteurs du secteur électrique et une forte dégradation de l'environnement d'achat des consommateurs industriels.

III. L'inadaptation et l'incohérence du modèle de marché

Des ajustements par les prix inefficaces

1. De manière inattendue, on a conféré au trading une place majeure en voulant faire jouer aux prix un rôle central dans les processus d'ajustement. Tout un courant de pensée économique

anglo-saxonne a appuyé dans ce sens¹. Le prix a été sacralisé comme variable d'ajustement mais sans s'interroger suffisamment sur le mode de formation de ce prix. Les prix formés sur le marché de gros se sont vus attribuer des vertus de signal économique qu'ils n'ont pas. Aujourd'hui, le fait est que le régulateur américain est toujours à la recherche du 'bon' modèle de marché, se rendant progressivement compte que la réponse de la demande n'était pas au rendez-vous alors qu'elle représentait un des objectifs majeurs de l'ouverture. Si aux Etats-Unis, deux tiers des Etats ont renoncé à ouvrir leur marché électrique, c'est en grande partie pour cela. On observe des hausses de prix en spirale (100, 200,500,1000,2500,...) sans que les volumes d'ajustement augmentent en proportion. En réalité, l'ampleur constatée de ces mouvements de prix face au moindre déséquilibre est la preuve avérée d'une absence de réponse de la demande alors que quelques systèmes de tarification dans le monde et le système français en particulier avaient réussi à la susciter.

Le modèle « commodities » n'est pas adapté à l'électricité

2. Le concept de marché, défini habituellement comme point de confrontation de l'offre et de la demande, correspond à des réalités très diverses parmi lesquelles la confrontation directe telle qu'elle s'opère sur les marchés de type boursier n'est qu'une modalité particulière due aux caractéristiques du produit traité et à l'organisation du secteur. Mis à part les actifs financiers et certaines matières premières stockables (pétrole et gaz inclus), une telle confrontation directe n'existe généralement pas, ce qu'empêche en rien de parler de marché ou encore de concurrence. Ce point est repris et développé en Annexe 2.

Or, de façon plus ou moins affichée et par le biais d'usage d'une sémantique impropre, les acteurs de marché de gros électrique (développés selon le modèle scandinave du Nordpool) font référence au modèle de marché propre aux 'commodities' dans lequel le trading comme les ajustements de prix jouent un rôle essentiel. La question de la pertinence d'un tel modèle compte tenu des spécificités du bien électrique n'a jamais été véritablement posée. Il en résulte un fonctionnement inadapté et incohérent du secteur susceptible de générer des crises récurrentes aux effets dévastateurs notamment pour les consommateurs industriels.

L'électricité n'a pas les caractéristiques des commodities

3. Le modèle de marché propre aux 'commodities' est directement lié aux caractéristiques de produits de base comme le pétrole brut ou les métaux primaires, caractéristiques très différentes de celle du bien électrique.

De façon générale, et indépendamment de sa stockabilité, une 'commodity' est à la fois :

- a) un produit présentant une hétérogénéité technique, malgré une forte homogénéité économique et
- b) un produit dont la première commercialisation ne s'effectue pas sous une forme adaptée aux exigences de l'utilisateur final (encadré 3).

L'intervention d'intermédiaires industriels et commerciaux qui vont concilier les formes, conditions et timings dans lesquels le produit est vendu par les producteurs et acheté par les utilisateurs est alors indispensable. Contrepartie des uns et des autres, ces intermédiaires exercent une activité d'achat pour revendre donc une fonction de trading dès lors que la concurrence impose une forte cohérence des prix à tous les niveaux du circuit.

Par opposition, l'électricité est un bien parfaitement homogène d'un point de vue technique et il en résulte une mise en marché au stade de la production sous une forme parfaitement adaptée à ses utilisations.

¹ La tradition économique anglo-saxonne en matière d'électricité n'avait pas intégré des notions de coût marginal comme dans la tradition française et la création de marchés dénommés à tort marchés 'spot' a été vue comme un moyen d'évoluer dans ce sens sans mesurer les écueils d'un mode de régulation du bien électrique ne reposant pas sur la variable volume.

Rien ne s'oppose donc à ce que s'établissent des rapports directs entre producteurs et utilisateurs si ce n'est la question du transport. Toutefois le réseau de transport apparaît comme un monopole naturel avec des conditions d'accès régulées et par convention les échanges sur le marché de gros s'entendent avant transport. Dans ces conditions, la présence d'intermédiaires n'est donc nullement requise.

Encadré n°3 : LE CRITERE D'HOMOGENEITE DU PRODUIT DANS LE MODELE DE MARCHE DES COMMODITIES ET LE ROLE DU TRADING

L'organisation concurrentielle des secteurs des commodities (Métaux, produits pétroliers, gaz, grands produits agricoles) fait jouer au marché un rôle central à travers des mécanismes complexes directement liés aux caractéristiques de ces produits. Il s'agit de biens homogènes, stockables et qui ne sont pas directement adaptés à leur utilisation finale. Toutefois cette homogénéité est loin d'être parfaite et chacun présente des spécificité :

-De type qualitatif qui en font de proches substituts (degré API ou taux de soufre pour un pétrole, origine d'un cacao, qualité du gluten pour un blé)

-En fonction de leur degré d'élaboration pour satisfaire aux exigences de leur utilisation finale (concentré, lingot ou cathode, fil ou profilé par un métal)

Le fort degré d'homogénéité rend inefficace toute stratégie de différenciation. La concurrence est donc essentiellement une concurrence par les prix. A l'opposé, à cause des facteurs d'hétérogénéité, les relations directes entre producteurs et utilisateurs restent marginales, chacun voulant traiter dans des conditions et selon des timings spécifiques. Se développe donc une activité de trading permettant d'assurer la compatibilité de ces conditions et de ces timings. De plus, des transformations industrielles et commerciales permettant d'adapter le bien aux exigences des utilisateurs vont le plus souvent intervenir. Elles s'effectuent sous la pression de la concurrence dans un contexte de forte cohérence de prix permettant de considérer ces opérations comme des achats pour revente (exemple achat d'un concentré, 1^{ère} transformation, vente de lingots)

La cohérence de l'ensemble est assurée :

a) Par l'émergence d'une référence qui correspond au prix qui résulte de la confrontation la plus large possible de l'offre et de la demande dans des conditions relativement standardisées, ce qui limite toute possibilité de manipulation de marché et assure aux vendeurs (respect. aux acheteurs) les débouchés les plus larges (respect. les sources d'approvisionnement les plus étendues). Le prix de référence du cuivre par exemple est celui qui se forme sur le marché des cathodes.

b) Des transactions portant sur des produits spécifiques s'effectuant de gré à gré sur la base de ce prix de référence et d'un différentiel de prix qui reflète :

- les spécificités intrinsèques du produit traité,*
- son degré d'élaboration*
- les tensions spécifiques qui peuvent se manifester à ce niveau du circuit*
- les clauses contractuelles particulières qui caractérisent l'échange.*

Ces transactions de gré à gré peuvent s'effectuer à prix plein ou à prix indexé sur la référence et qui sera fixé plus tard. Dans ce dernier cas, seul le différentiel est fixé dans le contrat.²

L'hétérogénéité du bien électrique

4. À cette parfaite homogénéité technique, on peut opposer une forte hétérogénéité économique. Ce que les différents utilisateurs recherchent, c'est certes un flux d'électrons mais qui correspond à une certaine puissance pendant une certaine durée en fonction d'un besoin anticipé avec un délai qui peut aller de plusieurs années à quelques minutes. Ces trois paramètres induisent une forte différenciation des besoins qui impose pour chacun une offre adaptée dès lors qu'il n'est pas possible de substituer tel type de fourniture à tel autre (encadré 4). Or, comme le bien n'est pas stockable et de plus soumis à une contrainte physique d'équilibre en temps réel au niveau du réseau de transport, l'adaptation de l'offre ne peut provenir que d'un engagement direct de capacités de production et non pas d'opérations type achat/revente.

² L'opposition traditionnelle entre transactions de gré à gré et opérations effectuées sur un marché réglementé (bourse) conduit de nos jours à de erreurs d'interprétation. L'opposition pertinente apparaît en effet entre transactions totalement standardisées (qui jusqu'à une vingtaine d'année étaient essentiellement le fait des marchés organisés (futures) et les opérations commerciales classiques s'appuyant sur des contrats aux clauses librement négociées entre les parties en fonction de leurs besoins respectifs. L'émergence de produits dérivés OTC traités de gré à gré crée la confusion. Il s'agit en effet de produits totalement standardisés peu différents en pratique des produits boursiers dont l'utilisation n'a rien à voir avec celle qui est faite des opérations commerciales qui par nature s'exécutent toujours par transfert de marchandise entre le vendeur et l'acheteur.

Par ailleurs, les traders ne disposent d'aucun avantage comparatif par rapport à un producteur adoptant une démarche similaire. Tout au contraire, le producteur a toujours la possibilité d'opérer sans risque direct de prix en répondant de façon adaptée à la diversité des besoins à travers un parc de centrales lui permettant en permanence d'arbitrer entre le niveau de ses coûts de production et la flexibilité requise par la diversité des besoins qu'il sert.

Encadré n°4 *L'HETEROGENEITE DU BIEN ELECTRIQUE ET LA DIALECTIQUE PUISSANCE – ENERGIE. A l'extrême, cette hétérogénéité va se manifester dans la dialectique puissance – énergie qui est au cœur de l'économie du bien électrique. Le consommateur industriel présente un besoin récurrent relativement stable donc connu longtemps à l'avance et qui s'exprime en terme d'énergie qu'il consomme de manière régulière. A l'opposé le consommateur résidentiel est dans l'incapacité de formuler un besoin du même type. La quantité d'énergie qu'il consomme dépend intégralement de conditions de dernières minutes donc impossibles à prévoir. Le besoin qu'il va formuler à l'avance est l'impérieuse nécessité de disposer en temps réel de l'énergie nécessaire sans pouvoir en déterminer le niveau compte tenu des aléas qui affectent sa consommation. Ce besoin est donc un besoin de réservation de puissance indépendamment de la quantité d'énergie consommée. Cette dualité puissance énergie était au cœur des anciennes tarifications dont le « tarif binôme » en est l'expression la plus symbolique. Au niveau de la production, le développement des capacités de génération s'inscrit dans la même dialectique. Le producteur va chercher à développer des capacités :*

- soit pour faire face à des besoins récurrents et prévisibles qui vont garantir leur saturation,
- soit pour faire face à un besoin de réservation de puissance indépendamment de la durée d'utilisation des nouvelles capacités donc de la quantité d'énergie qu'elles permettront de produire.

Cette double logique impose un mode de régulation très spécifique et il est illusoire de penser que le marché puisse faire jouer des mécanismes intelligibles permettant d'assurer une quelconque cohérence dans la satisfaction de besoins de nature aussi différente

Certes, on peut toujours affirmer que rien n'interdit à un trader de vendre aux conditions souhaitées par un utilisateur tout en se couvrant en achetant sur le marché la fourniture correspondante. L'argument n'est toutefois recevable que si le marché correspondant à ce type de flux existe. Or, compte tenu de la très grande diversité des besoins qui s'expriment en fonction des trois paramètres précités, on se heurte inévitablement à un problème d'incomplétude de marché interdisant au trading d'opérer sans prendre un risque direct sur les prix et sur les conditions d'exécution sauf bien sûr à contrôler les actifs de production. Cette incomplétude interdit d'arbitrer entre les différents produits qui se traitent sur les marchés qui donc tendent à se cloisonner, chacun obéissant à une logique propre sans que puisse émerger une quelconque cohérence d'ensemble. Contrairement aux apparences, l'électricité n'a donc rien d'un produit homogène. L'hétérogénéité des besoins joue ici un rôle déterminant mais qui est aggravé par l'absence de stockabilité du produit.

Cohérence temporelle des prix et stockabilité du produit

5. Contrairement à l'électricité, les marchés de commodities imposent à travers des mécanismes bien identifiés liés au stockage, une cohérence temporelle des prix en fonction des dates de mise à disposition du produit et des besoins qui s'expriment pour ces différentes dates (encadré5) Dans le cas de l'électricité, les prix pour les différentes échéances ne présentent aucune cohérence temporelle puisqu'ils se forment sur des marchés largement cloisonnés et entre lesquels aucun mécanisme clairement identifiable peut permettre de fonder une quelconque rationalité aux arbitrages qui pourraient s'effectuer³.

Encadré n° 5 *MECANISMES DE MARCHE ET COHERENCE TEMPORELLE DES PRIX DES COMMODITIES*
Un marché de commodities donne à tout moment les conditions d'arbitrage sur les disponibilités qui peuvent satisfaire soit des besoins immédiats soit des besoins futurs qui s'expriment à travers les achats à terme. En l'absence de pression sur les disponibilités immédiates, les différences entre les prix à terme et le prix spot vont refléter les conditions physiques et financières du stockage. Les

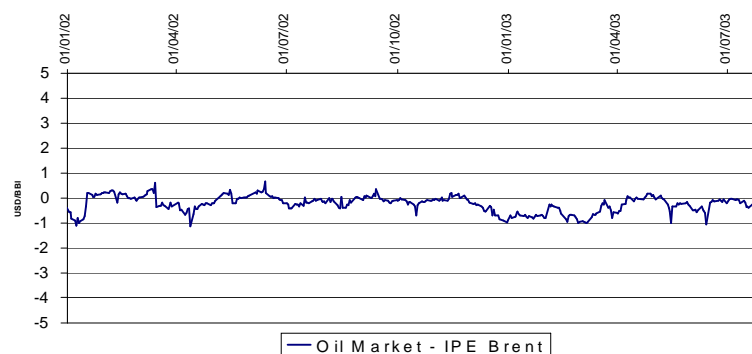
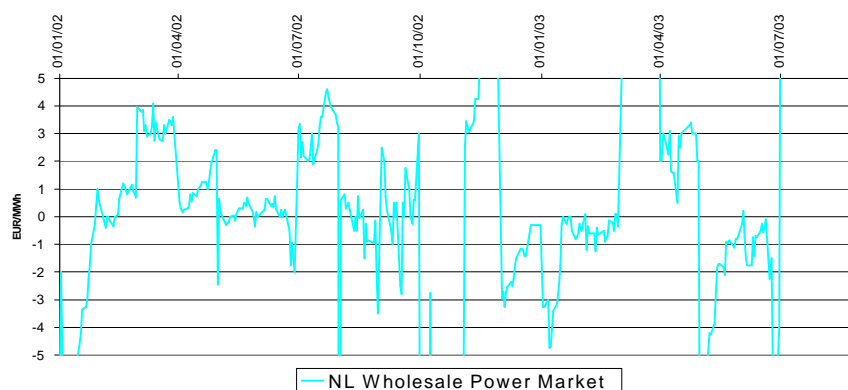
³ Ceci ne veut pas dire que les traders n'effectuent pas de telles opérations. Toutefois, elles n'ont d'arbitrage que le nom et s'assimilent davantage à une double spéculation à la hausse pour le produit acheté et à la baisse pour le produit vendu. L'absence de mécanismes permettant de conférer une quelconque cohérence aux prix relatifs rend ces opérations à la fois inutiles et dangereuses et expliquent sans doute les déconvenues de certains traders

disponibilités étant surabondantes par rapport aux besoins immédiats, le marché indemnise totalement tout opérateur qui prend en charge le portage du produit pour satisfaire des besoins futurs. Toute pression sur les disponibilités va par contre s'accompagner d'une réduction de cet écart d'un montant qui s'interprète comme une prime de disponibilité dont les variations représentent les signaux essentiels dans les décisions de stockage et de déstockage des différents intervenants en réaction aux besoins qui s'expriment aux différentes dates et compte tenu des informations disponibles quant aux conditions de réalisation des équilibres futures.

Les prix vont donc réagir aux modifications des anticipations liées à des informations nouvelles sur les conditions futures d'équilibrage du marché, alors que leurs niveaux relatifs pour les différentes échéances (on parle de structure du marché) expriment les conditions d'arbitrage intertemporel quant à la satisfaction des besoins à ces différentes dates.

A un moment donné, les prix, que ce soit en niveau ou en valeur relative, reflètent donc l'ensemble de l'information disponible sur les équilibres futurs et assurent à travers les conditions d'arbitrage qu'ils imposent, une cohérence dans l'espace et dans le temps de l'ensemble des décisions économiques qui affectent le produit. Ces critères d'efficacité économique sont généralement confirmés par les tests empiriques qui sont effectués.

Les deux graphiques ci après montrent la différence essentielle entre l'électricité et les autres produits de base. Ils représentent les écarts de prix entre deux mois consécutifs sur le marché de gros de l'électricité des Pays-Bas et sur le marché du Brent. Pour le pétrole brut, il existe une cohérence temporelle et cet écart ne peut s'écarter à la hausse du montant du coût de stockage d'un mois sur l'autre, les situations de backwardation reflétant les pressions sur les disponibilités immédiates. Aucun mécanisme de ce type n'existe pour l'électricité et les spreads calendaires connaissent des variations considérables sans qu'aucune force de rappel ne puisse jouer. Le marché des blocs M et celui du bloc M+1 fonctionnent de manière totalement cloisonnée et aucun arbitrage n'est concevable.



*L'ajustement en temps réel et
le risque de manipulations de marché*

6. Plus grave encore, le caractère non stockable de l'électricité associé à la contrainte d'équilibre en temps réel confère à la fonction d'ajustement à proximité du temps réel, une place centrale dans le fonctionnement des systèmes électriques issus de « l'ouverture à la concurrence » avec l'émergence de marchés de dernière minute soumis à l'existence d'aléas très importants tant au niveau de la consommation (aléa météorologique) que de la production (panne de centrales). Ces marchés fonctionnent de plus dans un contexte de très faible élasticité au prix de la demande et de manque de flexibilité d'une partie de l'offre. Partant, les mouvements de prix nécessaires à ces ajustements ne peuvent être que de très grande ampleur et en période de tension, les variations constatées des prix horaires dépassent l'imagination pour atteindre des niveaux qu'on ne constate sur aucun autre marché au monde.

Outre la spécificité des procédures mises en œuvre pour assurer l'ajustement en temps réel et qui sont obligatoirement centralisées entre les mains du gestionnaire du réseau de transport, on a assisté à l'émergence de marchés horaires du jour pour le lendemain qui présentent toutes les caractéristiques d'un marché d'ajustement sur lequel les prix qui se forment n'ont aucun contenu informationnel et montrent une volatilité démesurée.

Cette situation a des implications d'une extrême importance.

- La réponse aux conséquences des aléas de dernières minutes à travers une logique offre/demande confère à certains acteurs la possibilité d'exercer un pouvoir de marché exorbitant ; il s'agit clairement des producteurs.
- Ces producteurs sont d'autant plus tentés d'exercer ce pouvoir que l'ampleur des variations de prix qui en résulte, représente des enjeux financiers considérables.
- On va alors assister à un infléchissement de leur stratégie commerciale au profit d'une activité qui ne devrait être que marginale, mais qui, tout au contraire, contamine le système de commercialisation dans son intégralité.
- En représentant un recours comme mode ultime de commercialisation, ces marchés vont aggraver le déséquilibre des rapports de force au profit des producteurs avec un effet de raréfaction des offres longues.
- Cette situation a conduit à accréditer l'idée que les prix horaires du jour pour le lendemain pourraient s'imposer comme prix de référence de l'électricité que ce soit en tant que tels ou sous forme de moyenne journalière.⁴ Or ces prix ne présentent aucune des caractéristiques minimales exigées pour pouvoir servir de référence :
 - i) En tant que prix d'ajustement, ils ne font au mieux que réagir aux accidents de dernière minute et ne possèdent aucun contenu informationnel sur lequel les opérateurs pourraient s'appuyer dans leur prise de décision.
 - ii) Formés sur des marchés étroits d'autant plus qu'une part importante des ordres exécutés sur ces marchés sont des ordres sans prix⁵ ne participant pas à une confrontation offre - demande, ils sont extrêmement vulnérables à toute tentative de manipulation.
 - iii) La présence d'un fort pouvoir de marché de la part des producteurs interdit de penser que ces prix malgré leur absence de contenu informationnel, pourraient au moins refléter les coûts marginaux de production.
 - iv) Enfin les marchés horaires du jour au lendemain sont en général organisés au sein de Power Exchanges qui notamment en Europe utilisent une méthode de cotation particulièrement favorable aux manipulations de marché. (encadré 6)

Pour appuyer ce qui précède, certains utilisateurs finaux rapportent que leurs fournisseurs

⁴ A noter que les responsables de ce marché horaire en France, Powernext, n'accréditent plus cette idée mais l'ambiguïté demeure de façon générale sur la plaque continentale européenne.

⁵ Les marchés électriques utilisent souvent comme modalités d'approvisionnement de pseudo produits dérivés qui prévoient le paiement d'une différence financière entre un prix fixe négocié et une référence variable en général liée aux prix horaires day ahead coté sur un power exchange. Pour aboutir à une livraison effective de marchandise, ils induisent des ordres d'achat et de vente sans prix qui vont être automatiquement exécutés sur le marché day ahead sans que les volumes correspondants, qui se neutralisent par construction, participent réellement à la confrontation offre demande

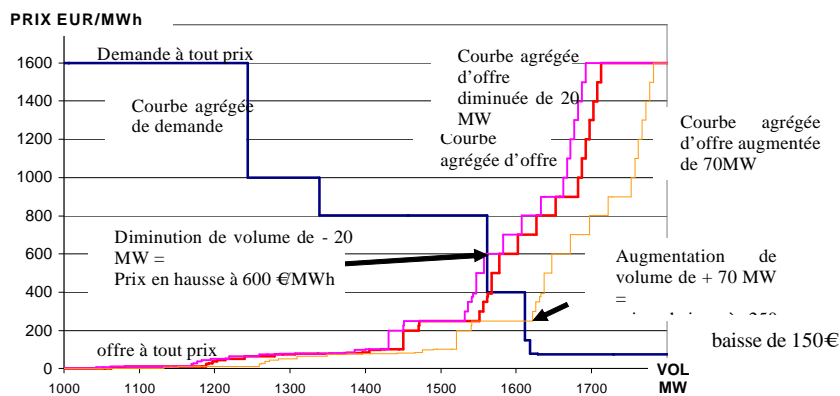
leur disent ouvertement qu'ils considèrent pouvoir préférer ne pas les livrer et vendre sur les marchés de très court terme et notamment les marchés horaires du jour pour le lendemain. Tout d'abord cela néglige le fait que la liquidité étant très faible sur ces marchés de court terme, des ventes massives devraient se traduire par des baisses de prix significatives. Mais ce que cela traduit surtout c'est un raisonnement spéculatif des traders qui les amènent à considérer que les prix de fourniture à terme peuvent être vus comme des paris sur les prix moyens d'équilibrage. Pour leur compte propre et non pour le compte de clients finaux, ces traders vont être incités à se mettre long en produits de longue durée avec l'espoir de faire des gains en revendant ces produits sur les marchés de très court terme. L'opération peut être bénéfique compte tenu de l'ampleur des mouvements de prix de très court terme même si le produit acheté n'est occasionnellement pas revendu. Au bout du compte, les prix de fourniture régulière deviennent des anticipations des prix d'équilibrage. Cela dénature gravement la formation des prix pour les utilisateurs finaux et particulièrement pour les utilisateurs industriels et cela conduit à nouveau à s'inquiéter des possibles manipulations de ces prix d'équilibrage.

Encadré n°6 SYSTEME D'ENCHERES A PRIX UNIFORME ET MANIPULATION DE MARCHÉ

Tout marché de très court terme est par nature vulnérable au risque de manipulation puisqu'il prend en charge des besoins immédiats peu sensibles au prix. Mais dans le cas de l'électricité, face à une rigidité extrême de la demande et compte tenu de la spécificité du produit, il existe un enjeu considérable à limiter les niveaux offerts pour faire monter les prix. Dans ce cadre, les modalités de pricing de contrats horaires échangés sur les bourses du jour pour le lendemain ('day ahead') représentent pour un producteur une incitation supplémentaire à réduire les quantités ou à jouer les discontinuités de la courbe de coût marginal du parc de centrales pour étager ses offres. Ceci est d'autant plus vrai que ses coûts de production sont faibles donc qu'il peut faire des offres à prix relativement bas lui donnant la certitude qu'elles seront quoi qu'il en soit, retenues. Certes, il ne se comportera pas de la même manière pour toutes les tranches horaires. Les enjeux sont en effet peu importants en heure creuse et la logique de saturation des capacités tend à dominer. Par contre, l'incitation sera maximale pour les heures de pointe avec un risque d'échec sensiblement diminué. Dans ces conditions, les offres sur le marché 'day ahead' s'insèrent au sein de stratégies d'interventions dans lesquelles la logique des coûts joue un rôle à la fois secondaire et très variable d'une tranche horaire à l'autre. On ne peut donc pas s'attendre à ce que les pseudo courbes d'offre établies par les Power exchanges aient quoi que ce soit de ressemblant à tout ou partie des courbes de coûts marginaux de court terme caractéristiques des capacités installées. Il est à cet égard étonnant de constater des opinions opposées à ce propos. Alors que certains continuent à prétendre que les prix reflètent bien les coûts marginaux, force est de constater qu'il n'en est rien et une grande majorité d'opérateurs et notamment de traders reconnaissent que la formulation des offres dépend de l'opportunité du moment liée à des informations de dernière minute sur les positions relatives de intervenants. On peut noter également qu'une telle méthode de cotation en favorisant les manipulations sur les heures qui présentent les plus fortes tensions de la demande est un facteur aggravant de la variabilité des prix horaires qui a certains moments atteignent des niveaux extrêmes qu'on ne rencontre sur aucun autre marché.

L'exemple présenté à travers le graphique suivant permet une bonne illustration de ce propos.

**Formation du prix sur la bourse d'Amsterdam (APX) :
Exemple du 10/01/2003 – 18h : prix atteint de 400 €/MWh**



Il reflète la situation de l'Amsterdam Power Exchange (APX) le 10 janvier 2003 pour la tranche 18 heures⁶. Le prix a atteint 400€/MWh suite à la confrontation des courbes agrégées d'offres et de demandes. On constate qu'une réduction de d'offre de 20MW sur un total de 1560 à l'équilibre soit de 1,3% fait monter les prix à 600€ alors qu'une réduction de 70MW les fait chuter le 150€.

On remarque également le fort étagement des offres par tranche de 20MW ou moins pour des gaps de prix de 100€. Il est à noter que la moyenne de la journée s'établit à 73,28€ et à 50€ pour la moyenne du mois de janvier.

⁶ Le choix d'APX pour construire cet exemple tient à ce que cette bourse rend public aux non participants l'ensemble des ordres qu'elle reçoit et ceci contrairement à POWERNEXT. Comme le mode de cotation repose sur la même technique, on peut penser que des exemples du même type pourraient être présentés pour le marché français même si sa structure est différente et limite l'ampleur de ce défaut de résilience.

*L'échec de la financiarisation
et l'impossibilité de mettre en place des outils de risk management*

7. La spécificité du produit et les différentes caractéristiques relatives au fonctionnement des marchés de gros permettent de comprendre pourquoi ces marchés ne sont pas financiarisables (encadré 7). Compte tenu de l'importance des variations de prix sur les marchés de gros, on a cru qu'une telle situation allait attirer des investisseurs susceptibles de prendre des positions permettant de faciliter le transfert du risque et d'améliorer la liquidité des marchés comme ceci existe sur les marchés de « commodities ». Cet espoir a vite été déçu et les Commodities Exchanges qui avaient mis en place des contrats d'électricité les ont rapidement abandonnés.

Encadré n°7 : PRODUITS DERIVES ET FINANCIARISATION.

Il n'y a aucune raison pour que la confrontation des achats à terme des utilisateurs et des ventes à terme des producteurs qui désirent garantir leurs recettes futures fasse émerger un prix cohérent avec les anticipations sur les équilibres futurs. Ce biais va être corrigé par l'intervention d'opérateurs financiers (souvent appelé spéculateurs) qui réagissent à l'écart pouvant exister entre le prix à terme et le prix anticipé en achetant ou en vendant à terme. Cette intervention repose sur trois conditions généralement remplies pour les grands produits :

- 1..le marché n'est pas manipulable*
- 2.les contraintes et les risques d'exécution de ces opérations sont limités*
- 3.il existe des mécanismes de marché clairement identifiables sur lesquels on peut s'appuyer pour former les anticipations.*

De plus, la conciliation des timings entre les achats et les ventes des producteurs et des utilisateurs, effectuée par le trading et les arbitrages sur les disponibilités créent un besoin d'instruments de gestion du risque de prix qui prendra pour les plus simples la forme de « futures » qui permettent

- 1. des opérations à terme sur une base totalement standardisée,*
- 2. compensables entre elles à tout moment jusqu'à l'échéance donc pouvant toujours se ramener à une différence financière entre un prix d'achat et un prix de vente,*
- 3. ne présentant aucun risque de contrepartie.*

Les prix qui se forment sur ces marchés tendent à s'imposer comme prix de référence.

Quel que soit le type de transaction physique envisagée, il est toujours possible de la coupler avec une opération sur le 'future' correspondant permettant soit d'éliminer son effet prix si ce dernier est fixé, soit de fixer le prix si ce dernier est indexé. Cette flexibilité qui répond à des besoins d'une très grande diversité aboutit à une forte concentration et à une duplication des volumes traités à travers un contrat standardisé à caractéristiques essentiellement financières donc bien adaptées aux besoins des spéculateurs. Ces marchés ne peuvent donc pas être manipulés ce qui est la première qualité requise pour faire émerger une référence de prix.

Tout intervenant utilisant ce prix comme signal de marché pour prendre une décision quelle qu'elle soit et engageant le futur, a toujours la possibilité de figer les conséquences financières de sa décision sans pour cela acheter ou vendre physiquement le produit (c'est-à-dire sans avoir l'obligation de le livrer ou d'en prendre livraison à l'échéance). Ainsi, le résultat de la confrontation de l'offre et de la demande qui s'expriment sur ce marché reflète toutes les impulsions concernant le produit traité. Il reflète par la même toute l'information disponible ce qui est à fois le critère d'une bonne référence de prix et d'efficience de marché.

En résumé, l'organisation concurrentiel du secteur des commodities conduit à des marchés qui font jouer des mécanismes complexes et transparents permettant dans la sphère du produit considéré d'assurer une double cohérence dans l'espace et dans le temps de l'ensemble des décisions économiques qui sont prises au regard de ce produit. La seule limite à l'efficacité de ces mécanismes de marché concerne l'horizon temporel des opérations qui y sont effectuées et qui peut être inférieur à celui qui caractérise certains de ces décisions notamment en matière d'investissement.

Prenons l'exemple américain. En avril 1996, le New York Mercantile Exchange (NYMEX) ouvre deux contrats « futures » d'électricité. L'un concerne un point de livraison à la frontière Californie Oregon (COB) l'autre à l'interconnexion de Palo Verde en Arizona. Le choix s'explique par l'importance du marché de l'électricité sur la plaque californienne avec 20% de l'électricité vendue aux Etats-Unis. En 1999, ces deux contrats représentent un volume de 1000 lots par jour, ce qui est dérisoire par rapport aux autres futures d'énergie (134 000 lots/jours en moyenne pour le contrat de Brut la même année) Ce volume baisse rapidement. En février 2002,

dans le contexte de l'affaire ENRON le NYMEX décide de « delister » tous ses contrats avec un objectif beaucoup plus modeste et plus dut tout l'idée d'attirer massivement les hedge funds, un nouveau contrat a été introduit mi-2003 qui offre une flexibilité aux intervenants sur un marché spécifique (PJM) sur lequel existe une référence de prix 'temps réel'. Les volumes sont très faibles

Autres exemples, l'Australie avec la Bourse de Sydney SFE qui a fait dessiné son contrat électrique par un prix Nobel d'économie mais n'a pas pour autant réussi à y attirer de la liquidité et en Europe, à Londres, la tentative très vite avortée menée par l'International Petroleum Exchange (IPE)

Le constat clairement établi est que les marchés de gros électriques n'arrivent pas à faire émerger de véritables produits dérivés.

Une confusion est ici largement entretenue entre le « papier » et le « physique ». En pratique, le « papier » qui est justement à la base de la duplication des volumes et de la financiarisation du marché, n'existe pas et les opérations se terminent toujours par une livraison effective que ce soit en exécution directe de l'opération (marché des blocs calendaire OTC) soit par déclenchement automatique de procédures induisant la production d'ordres sans prix sur le marché physique (Futures sur EEX) qui sert de référence.

L'absence de véritables supports permettant l'intervention d'opérateurs strictement financiers capables de prendre et de porter des positions sur le produit n'est toutefois pas le seul élément d'explication. Plus important sans doute est l'absence de contenu informationnel des prix, de cohérence temporelle entre les différentes échéances et de mécanismes transparents et facilement identifiables de formation des prix par rapport auxquels ces opérateurs pourraient se positionner et faire valoir leurs propres anticipations. A ceci s'ajoute le soupçon de manipulation et le risque d'exécution considérable supporté par quiconque ne dispose pas d'actifs de production. En fait, les trois conditions essentielles qui permettent la financiarisation des marchés :

- absence de manipulations,
- contraintes et risques d'exécution limités,
- existence de mécanismes de marché clairement identifiables permettant de former les anticipations,

ne sont pas satisfaites contrairement à la situation qui prévaut sur les marchés de commodities.: Cette absence de financiarisation est très fondamentalement liée à la nature même de l'électricité et aux conséquences qui en ont résulté quant au fonctionnement de marchés de gros construits sur la base d'un modèle parfaitement inadapté.

On aboutit ainsi à une situation tout à fait critique qui montre la totale incohérence des choix fait à propos d'un tel modèle. D'une part en effet, le fonctionnement des marchés de gros exacerbe le risque alors que d'autre part, il interdit la mise en place d'instruments permettant d'en assurer la maîtrise. Il en résulte alors une insécurité économique d'une extrême gravité qui affecte tout particulièrement les grands consommateurs industriels.

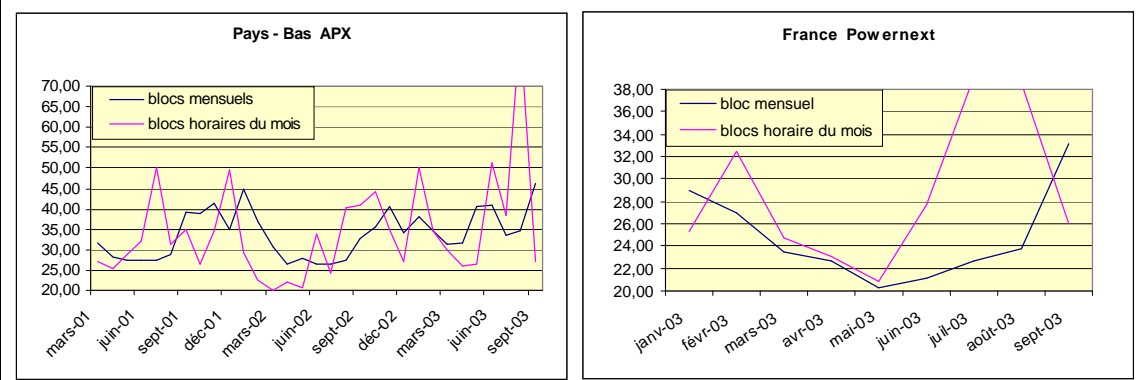
La présence d'un risque systémique sur les marchés électriques

8. L'incomplétude des marchés et l'absence de cohérence temporelle conduit à des pratiques de trading extrêmement dangereuses (encadré 8) qui font peser sur le secteur un risque de nature systémique. L'ampleur des pertes qu'elles peuvent induire pourraient en effet entraîner des faillites en cascade d'intervenants. La situation des fournisseurs indépendants aux Pays-Bas est de ce point de vue symptomatique. Leur business model consistant à prendre pour eux le risque de prix de marché de gros et donc à offrir aux clients des prix fixes (ou indexés combustibles mais pas sur le marché de gros) s'avère un échec avec certains en faillite et d'autres rachetés par des des grands opérateurs.

On ne préfère pas imaginer les conséquences pour des traders comme pour leurs clients industriels d'une période de longue indisponibilité d'une partie du parc européen de type de celle qu'a connue en 2003 le Japon.

Encadré n°8. LE RISQUE SYSTEMIQUE DE CERTAINES PRATIQUES DE TRADING.

Il est classique de voir des prises de position sur des blocs calendaires d'un certain type débouclées sur le marché des blocs d'un autre type ou encore pour les blocs mensuels sur le marché horaire. Les deux graphiques suivants établis pour les Pays Bas et pour la France comparent les mois de prix d'un bloc mensuel et la moyenne des prix horaires pendant le mois correspondant permet de mesurer l'ampleur des écarts enregistrés :



Par ailleurs, les enjeux financiers liés à la variabilité extrême de prix conduit les opérateurs à dissimuler toute information qui pourrait révéler au marché un déséquilibre de leur position et notamment la nécessité d'acheter pour couvrir une position courte ('short'). Parallèlement, la contrainte d'équilibrage impose au gestionnaire du système un ensemble informationnel le plus complet possible au risque d'assister à un effondrement du réseau. Cette contradiction née de l'ouverture accroît sensiblement la vulnérabilité des systèmes électriques comme l'attestent des accidents récents en Amérique du nord ou en Italie.

IV. La détérioration de la situation des consommateurs industriels.

Le consommateur n'a aucune marge de négociation

1. L'observation du fonctionnement des marchés électriques et des pratiques d'achat confirme clairement l'analyse de l'incohérence du modèle de marché. Pour les consommateurs industriels, il en résulte un environnement d'achat préoccupant et fortement dégradé par des pratiques commerciales désastreuses centrées sur des modalités de mise en marché ('marked to market') qui font disparaître pour les acheteurs toute possibilité de négociation sur ce qui constitue l'essentiel de leur facture électrique.

Le manque de liquidité, l'orientation de l'offre vers des produits court terme en rupture avec les besoins des consommateurs industriels ou encore l'incomplétude des marchés ne sauraient en aucun cas résulter d'un défaut de jeunesse du modèle mais bien de son inadaptation aux réalités du commerce électrique.

Un environnement commercial inadapté aux besoins des consommateurs

2. Devant couvrir des besoins récurrents connus longtemps à l'avance, les consommateurs industriels se heurtent en premier lieu à des offres à la fois très restreintes tant dans leur diversité (encadré 9) qu'au regard des volumes qu'ils peuvent espérer traiter. Les marchés existants sont en effet en nombre très limité et la plupart d'entre eux se caractérisent par un manque évident de résilience. Sur des segments de marché peu profonds et peu liquides, nul ne peut espérer traiter les volumes souhaités au moment désiré.

Encadré n°9 LE MARCHÉ DES BLOCS CALENDAIRES : L'ABSENCE DE PRISE EN COMPTE DES BESOINS DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS

En pratique, les offres correspondent à quelques produits standards sous forme de blocs annuels, trimestriels, mensuels, avec une différenciation des heures de nuit + WE et heures de jour (24 h/j contre 8 ou 12 h/j selon le cas). On peut à cet égard donner une bonne photographie du marché à travers le reporting effectué par l'agence Platts qui pour l'instant sert de référence en Europe (même si d'autres moyens de reporting des prix des blocs voient le jour – information toujours lacunaire sur les volumes traités sur chacun de ces blocs qui constitue autant de marchés différents)

Le schéma suivant montre les prix qui sont affichés journalièrement (ce qui ne veut pas dire du tout que les prix ne bougent pas au sein d'une même journée, prix) sur la base desquels les acheteurs sont incités à passer des ordres.

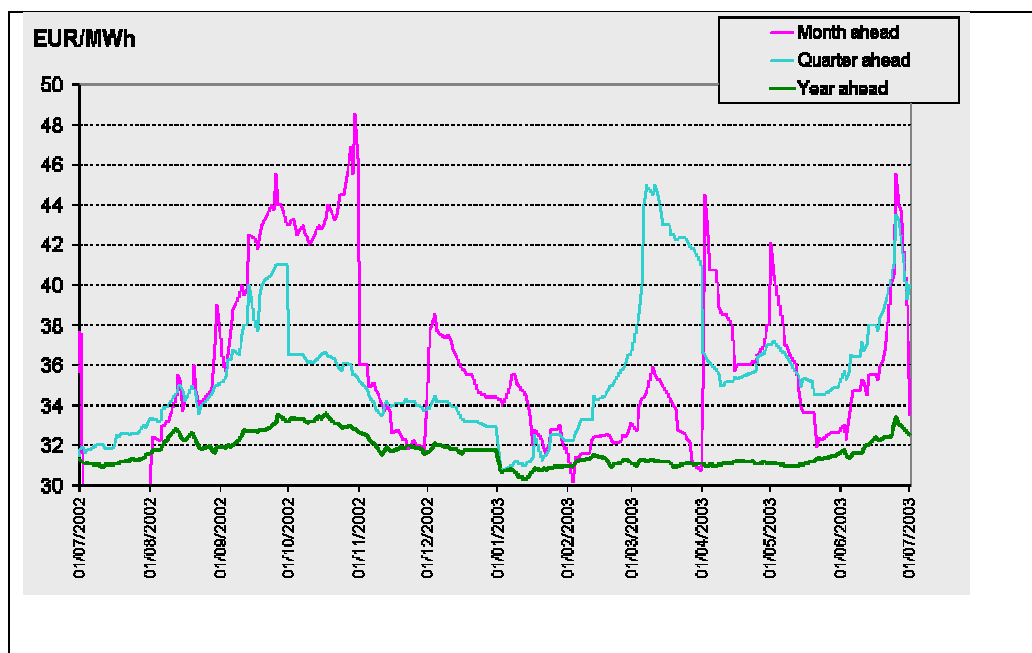
Reporting Platts				
Blocs calendaires	Allemagne	France	Pays-Bas	Royaume Uni
Month 1	■			
Month 2	■			
Month 3	■		■	■
Month 4	■			
Month 5	■			
Month 6	■			
Quarter 1	■		■	■
Quarter 2	■		■	■
Quarter 3	■		■	■
Quarter 4	■		■	■
Bal year	■		■	■
Year 1	■	■	■	■
Year 2	■		■	■
Year 3	■		■	■

En France par exemple, à une date donnée, seuls les blocs annuels pour l'année suivante sont réellement disponibles alors que les prix de trois années consécutives sont affichés en Allemagne. Pour des blocs mensuels en France, seuls deux mois sont affichés ce qui rend la pratique d'acheter sur une moyenne de ces références extrêmement peu attractive.

Les traders opposeront toujours qu'ils sont là pour offrir ce que le client demande et qu'une fourniture pour toute période particulière peut toujours être envisagée même si le bloc correspondant n'est pas habituellement traité. En pratique, ceci n'a guère de sens. Dans un environnement de marchés fortement cloisonnés, l'acheteur ne disposant d'aucune référence de prix crédible pour décider de ses achats et risque donc de surpayer. Ceci le dissuade d'organiser ses achats sur ces bases 'Platts'.

Et quoi qu'il en soit, cette photographie du marché démontre clairement que les consommateurs industriels sont dans l'incapacité de couvrir convenablement leurs besoins qui ne se limitent pas à des achats une ou deux années à l'avance, mais s'inscrivent sur des horizons temporels beaucoup plus longs.

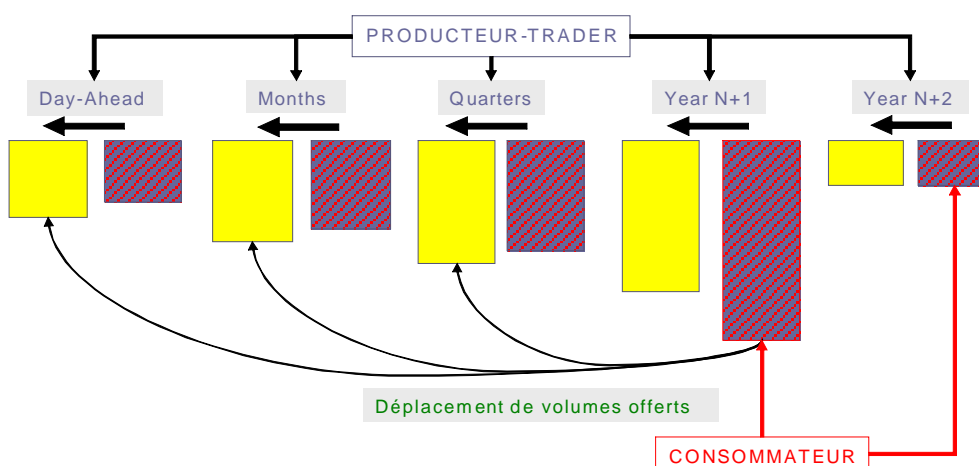
Chaque produit correspond à un marché largement cloisonné qui obéit à une logique spécifique sans qu'aucun mécanisme permette d'introduire une quelconque cohérence au niveau des prix comme le montre le graphique suivant relatif au marché des Pays-Bas



La tendance au déplacement de l'offre vers des produits de court terme

3. Alors que la liquidité sur les blocs annuels pouvait paraître convenable contrairement à celle qui prévalait sur les blocs trimestriels ou mensuels, on assiste à de fortes restrictions sur ce type d'offre qui peut être illustré par le schéma ci après.

Afin de profiter des primes sur les blocs calendaires les plus courts et sous l'impulsion d'une volatilité plus importante sur ce type de produits comme le graphique de l'encadré n°9, les producteurs - traders tendent à déplacer leurs offres aux détriments des blocs annuels mieux adaptés aux besoins des consommateurs industriels qui sont ainsi pénalisés tant en terme de volume qu'en terme de prix



Il est effectivement de notoriété publique que des réunions généralement hebdomadaires se tiennent chez les grands producteurs où les gestionnaires du portefeuille des actifs de production et les traders s'affrontent. Les premiers, se plaçant dans une logique de saturation de capacités, voudraient offrir des blocs les plus longs possible alors que les seconds, graphiques à l'appui, montrent qu'ils font des marges bien supérieures en restreignant la longueur des blocs au mois ou au trimestre. Saturer les capacités de production, fondement même de l'économie électrique

ne les intéresse pas. On assiste à l'abandon d'une logique de saturation de capacité au profit de stratégies de manipulation de marché.

Dans une logique de saturation de capacité, les prix à terme devraient être logiquement en déport lié au risque de ne pas pouvoir vendre par la suite puisque la concurrence peut toujours saturer la demande dans un contexte sur capacitaire. Or la demande étant peu ou pas élastique et l'offre fortement concentrée en un nombre limité de mains pour lesquelles les pressions concurrentielles restent très limitées, les producteurs jouent un jeu systématiquement gagnant sachant qu'ils n'ont aucun véritable risque sur les débouchés. Ainsi, on constate un marché quasi systématiquement en report (le bloc 2004 vaut moins cher que le bloc 2005⁷).

On peut proposer l'argumentaire suivant. Vendre à l'avance un bloc annuel revient pour le producteur à renoncer à le vendre par la suite ou encore à vendre des blocs trimestriels, mensuels etc... dont les prix représentent une volatilité croissante avec une liquidité plus faible donc favorable aux stratégies de manipulation. Vendre à terme correspond donc à vendre en même temps l'option d'achat sur les autres blocs dont la prime liée à la volatilité est certainement élevée. Celle-ci est intégrée dans le prix à terme expliquant par la structure de report constatée.

*L'absence de vraies référence de prix
et des coûts de transaction démesurés*

4. Dans leur pratique d'achat, les consommateurs industriels ne disposent d'aucune marge de manœuvre.

Au niveau des prix, les seules références sur lesquels les clients finaux peuvent s'appuyer sont issues des informations qui sont le résultat d'enquêtes chargés d'établir les prix moyens des transactions opérées. Ce mode de reporting par enquête journalistique pose en tant que tel des problèmes puisque sont uniquement pris en compte les opérations réalisées dont la contrepartie est identifiable afin de pouvoir vérifier la réalité du prix qui est annoncé. Comme dans le cas particulier du marché de gros électrique, la majorité des transactions, de l'ordre des deux tiers, s'effectuent à travers des plate-formes électroniques qui garantissent l'anonymat des intervenants, l'essentiel des volumes ne peut pas être pris en compte, et la couverture de l'enquête est extrêmement faible. De manière générale des doutes sérieux existent sur la qualité de ce type de reporting.⁸

Condamnés à acheter sur de telles bases, les clients doivent également assumer des coûts de transaction exagérés qu'on peut estimer atteindre jusqu'à 7% sur des produits non standard, ce qui est faramineux par rapport au coût des équipes commerciales traitant dans des conditions appropriées aux besoins, et à 3% pour les produits standards ce qui est disproportionné par rapport aux coûts de transaction sur les autres marchés de produits de base ou sur les marchés de change par exemple (coûts de transaction relativement 100 fois moindre !).

Muni donc des seules informations d'agence⁹, le consommateur qui passe un ordre à un trader obtient une offre de validité de plus en plus réduite (parfois même valide uniquement dans l'instant) et, donc, l'acheteur ne dispose d'aucun délai de réflexion tout en se voyant imposer des restrictions sévères sur le volume. Toute consultation de marché vise seulement à mesurer si la liquidité existe et il est prudent d'acheter de petits volumes et de ne pas consulter plusieurs

⁷ Sur les autres marchés de commodités, la courbe à terme a généralement une structure très différente et on observe un phénomène fondamental du point de vue de la gestion du risque qui est un retour du prix vers une moyenne, autrement dit l'affichage d'une valeur de tendance.

⁸ On peut noter que les fourchettes de prix qui sont communiquées sont en fait des high-low mais elles sont dans la pratique de marché traitées comme des bids et asks ce qui est un facteur majeur d'élévation du coût de transaction

⁹ Si à l'avenir certains clients finaux obtiennent d'accéder aux plateformes de brokerage pour voir le livre d'ordres, cela n'est pas de nature à corriger les dysfonctionnements mais à baisser le coût de transaction.

fournisseurs.¹⁰ Tout d'abord, ils coteront le même prix¹¹ : Ensuite ce serait dangereux parce qu'en absence de profondeur de marché, interroger plusieurs traders conduirait presque inmanquablement à faire monter les prix par aggravation de la pression de la demande. Enfin, l'acheteur perdrait aussi en capacité de dissimuler sa position courte.

L'absence de cohérence des prix et leur faible contenu informationnel

5. Au-delà de la faiblesse des marges de manœuvre dont dispose l'acheteur, le plus grave a trait au caractère incompréhensible des prix qui lui sont proposés et qui lui interdit toute analyse de la maigre information dont il dispose. On peut en effet arguer que si les pratiques de trading d'électricité sont caricaturales par rapport à ce qui existe sur d'autres marchés, l'absence de délais de réflexion par rapport aux offres qui sont faites, et parfois les restrictions sur les volumes, se retrouvent pour d'autres produits. La différence essentielle n'est donc pas là. Pour le pétrole ou les métaux par exemple, l'acheteur dispose de véritables références lui permettant à tout moment de juger de la pertinence d'une offre par rapport à celles qui pourraient lui être faite dans le futur. Outre le fait que les prix incorporent l'information disponible sur l'avenir, toute information nouvelle est interprétable car susceptible de faire jouer des mécanismes bien identifiés qui garantissent à un moment donné une cohérence d'ensemble dans le fonctionnement du secteur. Cette capacité d'analyse des offres fait que l'acheteur a le choix du moment pour intervenir en acceptant ou en refusant une offre qui lui est faite.

Rien de tel pour l'électricité. Le cloisonnement des marchés, l'absence de cohérence des prix, leur très faible contenu informationnel¹², pour ne pas parler des manipulations qui leur interdisent de refléter des coûts de production, enlèvent toute pertinence aux tentatives d'analyse fondamentale.

Le consommateur est toujours dans une situation où il sait qu'en refusant une offre alors qu'il a manifesté son souhait d'acheter, il risque par la suite ne pas retrouver les volumes et s'expose à payer plus cher en se rapprochant de l'échéance, alors que les vendeurs savent qu'il n'est pas ou est mal couvert.

Une forte asymétrie de situation au détriment du consommateur

6. Il existe en effet une forte asymétrie entre la situation des consommateurs et celles des producteurs. Alors que les premiers ne peuvent en aucun cas modifier la nature de leur besoin et doivent les satisfaire coûte que coûte, les seconds ont toute possibilité de violer les règles fondamentales de l'économie de l'électricité en mettant l'intégralité de leurs outils de production au service d'une logique de trading qui voudrait imposer une pseudo cohérence au détriment des consommateurs.

Tous les grands producteurs ont en effet renoncé aux modalités traditionnelles de commercialisation de l'électricité au profit de leur filiale de trading qui, au détriment de l'intérêt des consommateurs ne cherche qu'à optimiser leurs résultats financiers à court terme assis exclusivement sur le pouvoir de marché que ce mode d'organisation leur confère.

La contamination des prix d'ajustement sur les prix de la fourniture électrique

¹⁰ Jamais un trader ne prend directement l'initiative d'appeler un consommateur, mais attend que ce dernier se dévoile. La référence 'Platts' devient quasi automatiquement la base obligée de négociation ce qui est extrêmement pervers.

¹¹ La cotation est toujours établie par une loi du plus offrant dont l'application est extrêmement perverse dans le cas de ce marché de gros compte tenu de sa structure totalement déséquilibrée.

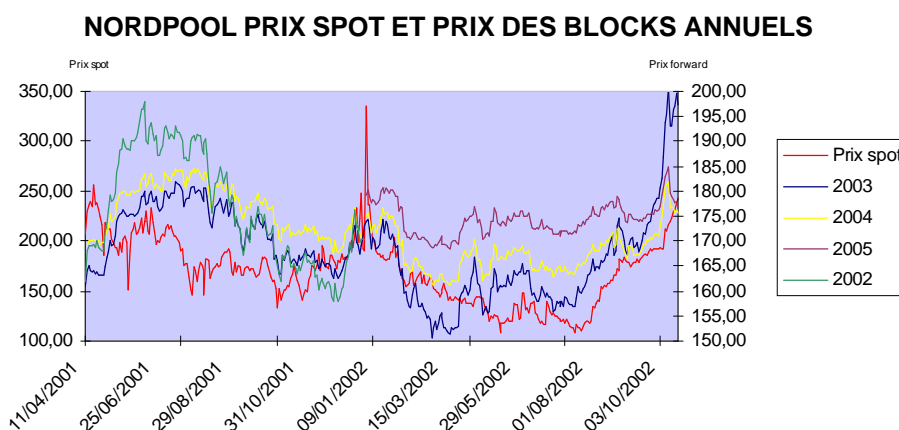
¹² Alors que les prix n'ont aucun contenu informationnel, il existe pourtant une véritable guerre de l'information que se livrent les différentes agences spécialisées. Les quelques traders indépendants des grands producteurs sont demandeurs et voudraient tout savoir sur la moindre panne de centrale ou l'état des maintenances. On entretient l'idée que les marchés seraient mieux maîtrisables avec davantage d'information. Ceci n'est qu'une illusion et ces chroniques des « chats écrasés » ne peuvent par servir à grand-chose et certainement pas à améliorer les possibilités de prévision du prix des blocs calendaire.

7. Comme nous l'avons souligné dans la seconde partie, l'ensemble du système est d'une certaine façon inféodé à la logique de l'ajustement de dernière minute qui devient le centre de gravité du marché électrique.

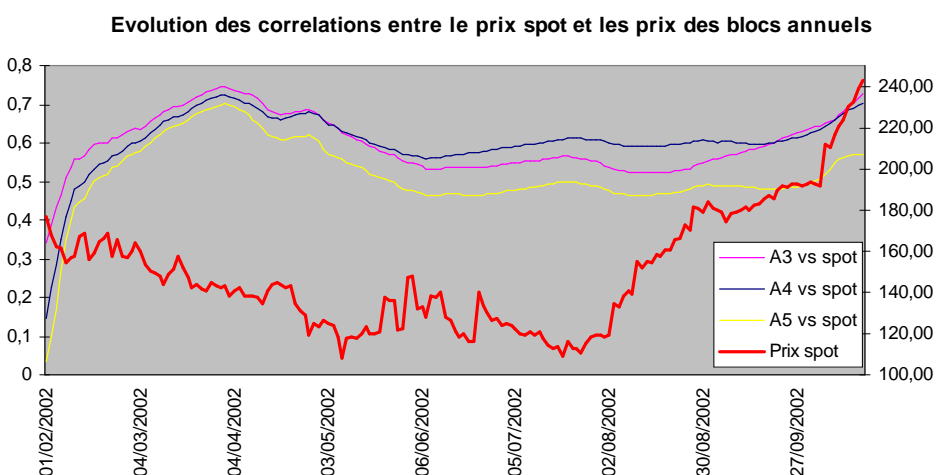
On note une contamination des prix horaires 'day ahead' sur les prix calendaires.(encadré 10) en dépit de toute logique. On ne comprend pas pourquoi en effet les prix d'ajustement à une date donnée qui dépendent essentiellement d'aléas affectant les équilibres de dernière minute pourraient avoir une quelconque signification sur des équilibres offre-demande correspondant à des besoins récurrents s'exprimant plusieurs années à l'avance.

Encadré n°10: EFFET DE CONTAMINATION DES PRIX DAY-AHEAD SUR LES PRIX DES BLOCS ANNUELS

Le graphique suivant met en relation les prix des blocs annuels et les prix day-ahead sur Nordpool sur la période Avril 2001- Octobre 2002



Pour l'année 2002, l'évolution des corrélations entre les prix spot enregistrés à partir du début de l'année et les prix des blocs annuels correspondants, est la suivante :



Quatre remarques peuvent être faites au regard de ces graphiques.

Les prix des blocs annuels sont d'autant plus élevés que l'échéance est lointaine. Ceci s'explique facilement dès lors que l'on considère que les producteurs ayant de plus nombreuses opportunités de vendre les volumes correspondant aux blocs annuels à échéances éloignées, ils tendront à être plus exigeant en terme de prix par rapport à leurs offres sur des blocs annuels à échéances plus

rapprochées.

La contamination du prix spot peut être mesurée par les corrélations qui pour la période janvier – octobre est supérieure à 70% pour les blocs 2003 et 2004.

Ces corrélations tendent à se réduire lorsque le prix spot baisse et à augmenter dans le cas contraire. Lorsque le prix spot augmente et dès lors qu'il est pris en référence, l'opportunité de vendre à terme baisse sauf à obtenir un prix plus élevé. Cette contrainte ne joue pas de façon symétrique et la force de rappel que constitue le prix spot ne joue que de façon atténuée.

On pourrait opposer que l'exemple choisi ne prouve rien dans la mesure où le marché scandinave est dominé par une offre hydroélectrique rendant le produit indirectement stockable. Les résultats obtenus par Ele Gjolberg et Thore Johsen (2001) montrent qu'une telle objection n'est pas fondée.¹³

L'illusion entretenue de doter le marché d'outils de gestion du risque

8. Sans prendre en compte l'impossibilité d'aboutir à la financiarisation du marché de l'électricité (encadré 7) qui est une condition essentielle pour que puissent émerger de véritables produits dérivés permettant de gérer le risque, on entretient l'illusion que la création de tels produits est possible pour peu qu'on accepte de reconnaître la valeur de référence des 'prix day ahead' ou de toute autre référence du même type¹⁴ (encadré 11)

Encadré n°11 : LA REFERENCE DAY-AHEAD ET LA CREATION DE PRODUITS DERIVES.

Le marché du jour au lendemain qui est clairement un marché de préajustement ne saurait répondre aux soucis des utilisateurs industriels qui d'une part, ont des besoins relativement stables dans le temps qui, d'autre part s'expriment longtemps à l'avance en terme de mois et même d'années. En aucun cas il ne peut être considéré comme une référence de prix sur laquelle on pourrait s'appuyer pour indexer des contrats de fourniture.

Pour le pétrole et les métaux de base, il en va très différemment. Il est en effet classique d'indexer les contrats commerciaux sur des prix spots qui s'appliqueront lors des livraisons. Cette référence se justifie dès lors que de tels prix sont en parfaite cohérence avec l'ensemble des prix quelque soit la date d'échéance, donc reflète les informations disponibles sur le futur.

Sur ces bases, on peut alors construire tout un ensemble de produits dérivés qui seront autant d'instruments de gestion du risque qu'ils s'agissent de produits fermes (swaps, forwards, Futures) ou de produits optionnels.

Prenons l'exemple d'un industriel qui cherche à fixer le prix pour une consommation de fuel lourd de 5000 tonnes par mois sur l'année 2004. Pour ce faire il va utiliser un swap qu'il négocie aujourd'hui sur la base de 156 \$ qui donnera lieu au paiement mensuel de la différence entre le prix fixe du swap et la référence variable en l'occurrence la moyenne mensuelle des prix spots su mois de livraison. Parallèlement il achète physiquement son fuel à travers un contrat stipulant la livraison de 5000 tonnes par mois sur la base d'un prix indexé sur la même référence (moyenne mensuelle des prix spots du mois de livraison).

Fin mars 2004 par exemple, le swap aboutira au paiement de la différence entre 156 \$ et le prix moyen mensuel qui prévaudra pour le mois de livraison P soit $(156 - P) \times 5000$. L'énergie achetée lui sera facturée du la base de P soit $P \times 5000$. Globalement l'énergie consommée ce jour là lui reviendra à $[(156 - P) - P] \times 24 \times 10$ soit un prix de 156\$, prix qu'il a fixé dès aujourd'hui. Il en sera de même pour tous les mois de l'année 2004 et le système aura bien répondu à ses attentes.

On prétend pouvoir transposer cette mécanique au cas de l'électricité. Or ceci n'a aucun sens. Les opérations effectuées par les consommateurs industriels s'agissant de leur approvisionnement ne sont jamais indexées sur les prix day-ahead mais s'effectuent à prix ferme. Par ailleurs même les « futures »

¹³ Ole Gjolberg et Thore Johsen « *Inventories and price relationship at nordpol* » Department of Finance and Management Science, Norwegian School of Economics and Business Administration, (nov 2001) Ils concluent: « Les prix à terme de Nordpol ont été périodiquement à l'extérieur des limites théoriques d'arbitrage. De plus, les prix à terme et la base sont biaisés et apparaissent respectivement comme de faibles prédicteurs des prix comptant futurs et de leurs variations. Les erreurs de prévision sont systématiques et les prix à terme ne semblent pas incorporer l'information disponible. Alternativement, les résultats peuvent apporter la preuve d'un pouvoir circonstanciel de marché de la part des producteurs »

¹⁴ Pour éviter la critique adressée à la valeur référence de prix d'ajustement, certains ont pu proposer l'utilisation d'indices établis à partir des transactions OTC sur le 'day ahead' ou le 'week ahead' voire le ' month ahead'. L'absence de toute cohérence entre les prix sur deux périodes consécutives ruine l'idée de pouvoir construire de la sorte une courbe à terme pertinente.

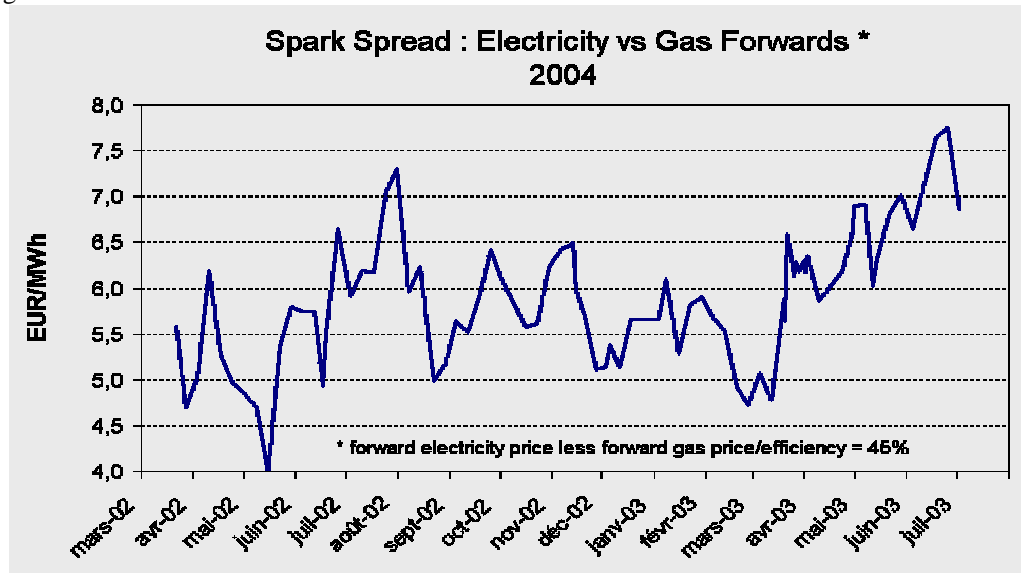
proposés par les Bourses et par exemple par EEX ne sont en pratique que de pseudo produits dérivés puisqu'ils vont aboutir à une livraison physique en couplant une procédure automatique d'achat à n'importe quel prix sur le marché spot.

Le besoin de prix fixes pour des blocs d'énergie annuels, trimestriels ou mensuels s'exprime en tant que tel et certainement pas à travers le recours à des marchés dérivés calés sur une référence day-ahead. Or, pour exprimer ces besoins aucune référence de prix n'existe permettant d'introduire un minimum de rationalité dans leur décision d'approvisionnement. Ils sont intégralement soumis aux offres faites par les producteurs - traders sur la base de prix incompréhensibles, n'ayant aucun contenu informationnel sur les équilibres futures du marché électrique et qui sont largement contaminés par les prix d'ajustement alors qu'aucune justification économique ne peut permettre d'expliquer cet état de fait.

On doit également noter que sur les places de marché où ce type de produit a été mis en place, on assiste à une contamination encore plus forte des prix horaires d'ajustement sur les prix des blocs calendaires.

Des prix déconnectés des facteurs fondamentaux

9. Dans l'environnement actuel du commerce électrique, les marchés de gros issus de l'ouverture et qui sont clairement les marchés de blocs¹⁵ fonctionnent comme des « bateaux ivres », sans aucun ancrage dans le réel par absence d'une référence de prix possédant un minimum de signification économique. Qui plus est, à travers les variations incessantes de ces prix que rien ne justifie, les acheteurs finissent par perdre toutes les références qu'ils pourraient avoir par ailleurs sur le niveau auquel il est raisonnable d'acheter l'électricité. L'évolution du prix des fuels n'est en effet même pas convenablement reflétée et les sparks spreads¹⁶ présentent des comportements totalement aberrants comme le montre le graphique ci-dessous correspondant au cas néerlandais qui est celui d'un pays produisant de l'électricité à partir de gaz naturel.



Le besoin d'une véritable cohérence industrielle

10. La forte différenciation des besoins en terme de volume, de durée, de délais de mis en œuvre et de stabilité qui s'exprime pour un produit non stockable induit une forte segmentation des marchés du côté de la demande. Parallèlement, la production est assurée grâce des outils également fortement diversifiés à travers les technologies mises en œuvre et la flexibilité de leur

¹⁵ Les volumes traités sur les marchés day-ahead et qui participent réellement à la formation du prix sont en effet dérisoires par rapport à la consommation totale même si on la limite à celle des consommateurs éligibles.

¹⁶ Ecart entre le prix de l'électricité et le prix du fuel servant à sa producteur compte tenu du rendement énergétique de l'outil de production utilisé

utilisation. Il existe donc différents types de production. Ainsi les outils souples mais coûteux répondent bien aux exigences de l'ajustement ou du préajustement alors que d'autres présentent les bonnes caractéristiques pour répondre aux besoins stables sur le long terme. A une cohérence temporelle introuvable sur la base du modèle de marché que les promoteurs de l'ouverture ont cherché à faire prévaloir, on peut donc opposer un mode de régulation plus pertinent du commerce électrique reposant sur la recherche d'une cohérence industrielle seule capable de permettre sur le long terme un ajustement des capacités à l'évolution des besoins. .

*
* *

Il existe un faisceau de présomptions permettant de penser que les sociétés contrôlant le secteur de la production électrique en Europe continentale voient dans la pratique du trading un moyen de masquer leur position dominante.

Avoir voulu calquer l'organisation d'un marché de gros électrique par référence aux pratiques commerciales qui prévalent pour des produits de bases stockable mène à une formation des prix de l'électricité aberrante que les crises récurrentes et les accidents divers qui se produisent partout là où ce type d'expérience a eu lieu ne peuvent qu'attester.

La spécificité de l'électricité ne permet pas d'organiser une saine concurrence par les prix et une diversification des offres à partir d'activités de trading. Ce type d'organisation de marché ne peut en effet avoir pour conséquences :

- qu'un renforcement du pouvoir de marché des producteurs,
- qu'une détérioration de la qualité des relations commerciales qu'ils entretiennent avec les utilisateurs,
- qu'une insécurité économique d'une gravité extrême pour les consommateurs.

Si dans la phase de mise en place, le développement progressif de la liquidité sur le marché de gros et l'apparition de nouveaux fournisseurs ont pu faire illusion, ce temps est maintenant révolu. Nul ne peut croire maintenant, alors qu'on assiste à une dégénérescence rapide du modèle, que des correctifs puissent encore être apportés.

Les producteurs eux-mêmes sont pris à leur propre piège. En adoptant une démarche de trading et en utilisant leur pouvoir de marché pour améliorer leurs résultats à court terme, ils ont sous-estimé le risque que pouvait faire peser sur eux un système de prix incohérent qui, non seulement rend leurs propres engagements de plus en plus difficile à gérer comme l'atteste la situation de l'été 2003, mais de plus, interdit d'asseoir de façon rationnelle leur stratégie à long terme d'adaptation de leurs capacités de production.

Pour les utilisateurs industriels la situation tend à devenir dramatique. Le poids de leur facture électrique dans leurs coûts de production explique leur vulnérabilité aux dérives du système qui devient un facteur majeur d'insécurité économique affectant à la fois leurs résultats à court terme, leur compétitivité et même la valorisation de leurs actifs de production.

Demain ce seront les fournisseurs/distributeur qui seront confrontés aux errances du marché en garantissant aux consommateurs résidentiels des prix qu'ils seront incapables de tenir faute d'outils adéquats de gestion de leurs risques sauf en faisant surpayer la fourniture à leur client, ou en s'insérant dans des stratégie d'intégration verticale aboutissant in fine à la reconstitution des anciens monopoles.

Plus généralement, certaines pratiques de trading font peser sur l'ensemble du secteur un véritable risque systémique.

La logique de marché électrique ne peut être qu'une logique énergétique globale où la production d'électricité trouve sa place en tant qu'activité de transformation d'énergie(s) primaire(s) et où les mécanismes de marché rendent intelligibles les marges de transformation. Ceci suppose un mode de régulation des secteurs électriques fort différent de celui que les filiales de trading des grands producteurs ont voulu faire prévaloir et sur lequel il devient urgent de s'interroger.

Annexe 1 LES TROIS PHASES DE L'OUVERTURE DES MARCHES DE L'ELECTRICITE : LA DESCENTE AUX ENFERS.

	ANNONCE ET MISE EN PLACE DU MODELE	REPOSITIONNEMENT STRATEGIQUE DES ACTEURS	DEGENERESCENCE DU MODELE
Pouvoirs Publics Régulateurs	-Modification de la législation nationale -Séparation comptable ou démantèlement du monopole historique -Règles d'accès au réseau	-Régulation du réseau -Conditions d'achats des pertes -Procédures aux interconnexions -Approbation des règles du marché horaire	- Défaut de suivi du marché notamment OTC - Introduction 'après-coup' de mécanismes d'ajustement aggravant les dysfonctionnements
Producteurs historiques	Mise en application des nouvelles règles	-Modification de la politique commerciale -Intégration du modèle trading -Diversification internationale et acquisitions d'actifs à l'étranger.	-Adoption d'une approche de commercialisation reposant exclusivement sur des offres trading -Abandon de la logique de saturation des capacités au profit de stratégies de manipulation de marché -Prise de contrôle des interconnexions --Apparition de profits indus
Traders indépendants	-Pénétration du marché --Recherche d'alliances avec des producteurs	-Pas de concrétisation des alliances -Agressivité commerciale -Design et offres de produits	-Premières difficultés et désengagement de certains. -Recherche de possibilités d'arbitrage tout azimut -Prise de risque de plus en plus importantes recherche de garanties
Acteurs financiers		- Participation à de nouvelles plateformes de trading - Développement de nouveaux produits	- Faible succès des nouveaux produits - Sous-développement de l'activité
Consommateurs industriels	-Peu concernés, les approvisionnements continuent d'être couverts par les anciens contrats à long terme -Commencent à être sollicités par les traders.	-Mise en place de cellules de marchés -Recherche d'optimisation des achats -Test de l'approche trading	-Forte dégradation des conditions d'achat -Absence de visibilité, prix incompréhensibles -Se heurtent à des marchés sans aucune profondeur. -Augmentation des coûts de transaction -Absence d'instruments de gestion du risque -Prise de conscience de l'échec relatif de l'approche trading pour gérer les approvisionnements -Aggravation des charges d'ajustement
Bourses	-Mise en place d'un marché day-ahead	-Annonce de mise en place de supposés produits dérivés	-Difficultés à mettre en place des produits dérivés. -Déceptions sur l'augmentation des volumes -Difficultés à imposer les cotations comme prix de référence
Marchés OTC	-Standardisation des procédures de ventes	-Augmentation progressive des volumes -Généralisation des plateformes électroniques de brokering	Dégradation des volumes
Prix	- Tendance à la baisse	- Volatilité de plus en plus marquée	-Tendance à la hausse - Mouvements irrationnels et dangereux -Absence de cohérence des prix

Annexe 2 LES MODALITES DE CONFRONTATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE ET LA CONTESTABILITE DES MARCHES

Le concept de marché, défini habituellement comme point de confrontation de l'offre et de la demande, correspond à des réalités très diverses parmi lesquelles la confrontation directe telle qu'elle s'opère sur les marchés de type boursier n'est qu'une modalité particulière due aux caractéristiques du produit traité et à l'organisation du secteur.

Mis à part les actifs financiers et les matières premières (pétrole et gaz inclus), une telle confrontation directe n'existe généralement pas, ce qui empêche en rien de parler de marché ou encore de concurrence. L'expression de l'offre et de la demande se manifeste alors à travers les décisions stratégiques (sur des horizons de long terme) ou opérationnelles (pour le court terme) prises par les entreprises qui intègrent les différents aspects de cette confrontation y compris l'existence ou non de pouvoir de marché ou encore les réactions envisageables de la part de la concurrence.

Ainsi les décisions relatives aux capacités à installer prennent en compte les facteurs relatifs à la demande de long terme et aux comportements des coûts de production. Si le marché est contestable, le prix et les volumes seront déterminés pour une capacité associée au minimum du coût moyen. A court terme, les décisions opérationnelles quant aux plans de production intégreront des prévisions relatives au comportement de la demande et des données liées aux coûts de production en fonction des taux d'utilisation des capacités installées.

Les résultats de ces décisions ne sauraient être ajustés en permanence mais conduisent à la détermination du prix de vente à travers la mise en œuvre d'une procédure de mark up. La mise en marché du produit à ce prix ne peut en aucun cas garantir exactement l'écoulement de la production et en fonction du volume résiduel des stocks, des mesures seront prises pour résorber les excédents à travers soit des baisses de prix mais surtout des actions commerciales ou des inflexions des plans de production pour la période suivante. (ou de la période courante quand ceux-ci sont liés au niveau des carnets de commandes). Ce mode d'organisation conduit à faire jouer au prix un rôle secondaire dans le processus d'ajustement qui au contraire met en œuvre une adaptation directe des quantités à travers les stocks, les carnets de commandes ou le développement de nouvelles capacités éventuellement par de nouveaux entrants.

Dans le cas d'une confrontation directe offre – demande, les modalités d'ajustement sont très différentes. Les prix qui résultent d'une telle confrontation qui s'effectue en continu, sont autant de signaux jugés pertinents pour infléchir les volumes d'achats, les plans de production et le niveau des stocks compte tenu des informations disponibles sur les équilibres futurs dont un part (sinon la totalité dans le cas de marchés dit efficaces) est reflétée dans le prix courant.

Entre ces deux modalités concrètes d'organisation, le choix ne se pose pas dans la plupart des cas, mais tout au contraire s'impose à partir de facteurs objectifs tels l'homogénéité du produit, les coûts de transaction, les volumes d'activités, les contraintes logistiques donc globalement à partir de l'efficacité relative de chaque système. Opposer l'un à l'autre n'a donc guère de sens.

On constate malheureusement une dérive tendant à ne concevoir le marché et la concurrence qu'à travers d'organisation d'une confrontation directe entre l'offre et la demande, sans se soucier véritablement de la pertinence d'un tel système et plus encore du respect de critères importants en matière de concurrence que sont la libre entrée et la libre sortie de l'industrie, la présence de pouvoirs de marché, la présence de surprofit et le degré de concentration de l'offre qui sont autant d'indicateurs permettant de juger de la contestabilité d'un marché. Contre toute logique, on tend ainsi à opposer les procédures de type mark up taxées de toutes les abominations des anciens monopoles et qu'on assimile à une tarification avec une vraie concurrence qui devrait découler d'une organisation boursière des échanges alors que celles-ci ne concernent qu'un nombre très limité de produits.