



INSTITUT D'ECONOMIE ET
DE POLITIQUE DE L'ENERGIE

CAHIER DE RECHERCHE n° 24

**L'intégration des marchés électriques européens :
De la juxtaposition de marchés nationaux
à l'établissement d'un marché régional**

Dominique FINON

Novembre 2000

A paraître dans la revue
Economies et Sociétés, Série Energie

Institut d'économie et de politique de l'énergie
Unité mixte de recherche du Centre National de la Recherche Scientifique et de l'Université Pierre Mendès France (UFR DGES)

IEPE, BP 47, 38040 Grenoble Cedex 09, Tel : 04 76 51 42 40 ; Fax : 04 76 51 45 27
e mail : iepe@upmf-grenoble.fr ; <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>

Résumé

Après la transposition de la directive sur l'électricité de 1996, le marché électrique européen apparaît n'être encore qu'un vaste ensemble de marchés juxtaposés communiquant faiblement au niveau du compartiment des contrats bilatéraux de gros. En partant des spécificités de l'électricité, on identifie dans ce papier les conditions directes d'une intégration des marchés électriques à l'échelle régionale, qui favoriseraient les échanges et permettraient de se rapprocher du fonctionnement d'un marché régional de bien-commodité.

La dépendance d'une infrastructure de réseau et le besoin d'une coordination technique stricte nécessitent de se rapprocher de l'unification de l'exploitation des réseaux et des règles économiques d'accès. Ceci renforce la justification de la séparation totale de l'infrastructure de transport et de sa gestion pour limiter le pouvoir de marché des entreprises restées intégrées. Par ailleurs les contraintes d'interconnexion, dont certaines sont permanentes et créent de facto 4 à 5 marchés séparés, doivent faire l'objet de procédures transparentes d'allocation de droits d'accès et de traitements incitatifs à l'investissement.

Seconde condition directe encore peu discutée, le développement d'un marché intégré nécessite l'intégration des marchés de court terme, via les possibilités d'échanges entre eux et l'émergence d'un marché européen financier sur lequel s'échangeraient les contrats dérivés se référant à des prix spot sur quelques bourses de référence, voire à un prix spot européen unique. Pour parvenir à une telle intégration, deux voies possibles sont analysées: la concentration en un seul marché organisé comme dans les 4 pays nordiques, ou l'harmonisation des règles des divers marchés physiques (pool, bourses) qui est une condition indispensable pour permettre les arbitrages entre eux.

Summary

After the transcription of the electricity directive in national legislations, the European electricity market appears to be a vast set of juxtaposed markets which are weakly connected at the level of their wholesale contracts compartment. Referring to the technological peculiarities of electricity as a commodity, the paper identifies the direct conditions of regional integration of the electricity markets, those which would favour cross-border trade and allow to be near the normal functioning of a regional commodity market.

The infrastructure network dependence and the need of a stringent technical coordination necessitate to unify the operation of the different systems and the rules of access, or at the least to come near this unification by strong coordination. These conditions enforce the rationale for the total separation of networks from the production and from the supply, in order to limit the still vertically-integrated companies market power. Moreover interconnexion bottlenecks, some of which are permanent and de facto create a de-facto separation between four or five geographic markets in the European Union, have to be managed with transparent allocation of physical access rights and to be dealt with incentives to invest.

A second major condition, which is not fully debated, is the increasing connexion of short-term markets, via daily physical trade and emergence of a European financial market, which could trade various standardised contracts referring to a single hourly spot price, or to prices in various delivery points. To reach such an integration, two paths are possible: either concentration into one single organised power exchange as the Nordic pool, or rules harmonisation of the various power exchanges (pool, bourses) which would be a minimal requirement to allow arbitrages between them.

Si l'existence de l'Europe de l'électricité a été renforcée par la récente directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité, le marché électrique européen est encore loin d'être un marché intégré. La dynamique institutionnelle de libéralisation des marchés lancée en 1989 par les autorités européennes dans le but de faciliter cette intégration a abouti pour l'heure, après la transcription de la directive 96/92, à un ensemble hétérogène de formes d'organisation et de règles de marché, même si elles sont conformes à la directive. Cet ensemble n'assure pas la fluidité des échanges de court terme et la convergence des prix vers un prix unique, qui serait le signe d'une intégration réelle. Ce marché de 1400 TWh n'est encore qu'un vaste ensemble de marchés juxtaposés communiquant faiblement entre eux. Il est donc pertinent de se demander, comme le faisait le récent rapport au Commissariat Général du Plan sur la concurrence dans les services publics en réseau (Bergougnoux, 2000), comment il pourra exister demain en Europe "un marché électrique réellement intégré, transparent et concurrentiel".

L'intégration des marchés électriques nationaux en un marché européen intégré, qui serait comparable dans son fonctionnement au marché régional d'un bien-commodité, rencontre des difficultés qui tiennent d'abord à la spécificité du produit et à sa forte dépendance d'une infrastructure de réseau et de dispositifs de coordination technique stricte. Dans un marché de commodité, en effet, les droits de propriété sur une quantité physique sont clairs. De tels biens s'échangent facilement de façon anonyme sur des marchés spot de gros, complétés par des marchés à terme offrant des instruments de gestion de risque. Les échanges bilatéraux qui constituent la majorité des échanges s'établissent dans le cadre de contrats portant sur des livraisons plus ou moins longues avec un prix indexé sur celui de la bourse de référence de l'ensemble régional. L'espace géographique de l'intégration dépend alors de la facilité de transport du produit, et du coût relatif de celui-ci dans le prix de revient final. Sans barrière institutionnelle, douanière ou politique et sans dépendance d'infrastructures de réseau, cet espace géographique est l'espace mondial, comme peuvent l'être celui du marché d'un métal ou du pétrole. Les prix sur les différentes bourses de commerce sont étroitement dépendants, les différences de cotation de prix reflétant les différentiels de qualité ou de distance des grands pays consommateurs. Sans atteindre à une intégration aussi simple à une telle échelle géographique, les spécificités de l'électricité permettraient-elles une intégration des marchés à une échelle régionale ?

L'énergie électrique est essentiellement un flux, dont le parcours est très difficile à identifier du fait de sa diffusion dans le réseau. Elle ne se stocke que très imparfaitement. Une transaction affecte toutes les autres, et la qualité du produit dans une transaction est étroitement dépendante de la coordination technique de toutes les transactions en cours. Dans les industries libéralisées, ces caractéristiques et les nombreuses externalités qui en découlent rendent difficile l'attribution de droits de propriété clairs sur le produit comme sur les équipements de transport, ce qui rend intrinsèquement incomplets ses marchés et nécessite au

niveau de chaque système la définition d'institutions de marché et de règles qui permettent à la fois l'échange et organisent l'articulation de la coordination marchande et de l'équilibrage technique (Wilson, 1998). Chaque ensemble de règles étant construit à l'échelle d'un système, l'intégration de plusieurs marchés électriques suppose au moins le dépassement du patchwork de ces coordinations locales, en se rapprochant d'une coordination unifiée.

L'objet de ce papier est d'identifier les conditions concrètes d'intégration des marchés nationaux à l'échelle régionale de l'Europe de l'Ouest (Union Européenne, Norvège et Suisse), comme il en serait d'un marché de bien-commodité subissant les contraintes technologiques de l'électricité. Afin de simplifier l'approche, on se centrera sur les conditions directes d'intégration, à savoir les règles organisant les échanges entre systèmes (règles d'accès au réseau, etc.) et les possibilités d'unification des infrastructures techniques et des marchés spot créés dans chaque pays pour faciliter les transactions.

On ignorera les conditions indirectes, principalement la capacité des structures industrielles et des règles internes à assurer un environnement propice aux échanges concurrentiels dans chaque système, sachant qu'une concurrence effective dans un pays est a priori favorable aux échanges externes. Cette position revient à considérer que l'organisation de la contestabilité de chaque marché serait suffisante pour assurer leur intégration. Là où il y a position dominante de firmes restées intégrées horizontalement et verticalement, les menaces d'entrée rendues crédibles par l'aplanissement des obstacles techniques et transactionnels aux échanges entre systèmes créeraient une interdépendance entre marchés et dilueraient leur pouvoir de marché, même si les échanges restent limités. C'est une position défendue dans certains pays pour préserver les entreprises nationales, comme en Suède (Bergman et von der Ferh, 1999) ou en France (Champsaur, 2000).. En retenant ici cette hypothèse pour simplifier, on admet la neutralité des structures industrielles sur les possibilités d'intégration des marchés nationaux, ce qui serait à discuter en détail, notamment devant les grands mouvements actuels de restructuration des industries européennes.

Après avoir analysé dans un premier temps la réalité actuelle de l'intégration concurrentielle de l'espace électrique européen, on analysera successivement les modalités d'unification technique et économique des infrastructures de transport et les possibilités d'intégration des marchés de court terme.

1. La réalité de l'intégration des marchés électriques en Europe de l'Ouest

Pour préciser concrètement la situation d'intégration des marchés, on peut caractériser une industrie électrique libéralisée comme une construction à plusieurs étages de marchés de nature différente qui, dans un contexte d'intégration, doivent communiquer (Glachant, 2000). Cette architecture comprend :

- un marché non unifié de contrats bilatéraux d'électricité de gros de court ou moyen terme entre producteurs et revendeurs ou clients industriels, marché opaque et peu actif s'il n'est pas accompagné de règles transparentes et équitables d'accès au réseau et d'un marché multilatéral organisé,
- un marché multilatéral d'électricité de gros, véritable infrastructure transactionnelle qui organise la confrontation journalière et transparente des offres et des demandes de fournitures horaires standardisées, et qui inclut souvent un marché d'instruments financiers de gestion du risque (contrats à terme, options, swaps, etc.)

- un marché de vente au détail à destination des clients industriels ou professionnels élargi souvent à la clientèle domestique, marché animé par des dizaines de fournisseurs sur la base de systèmes électroniques puissants de traitement et de transferts d'informations techniques et marchandes.

L'intégration des marchés s'effectuera presque exclusivement au niveau des deux compartiments des échanges de gros, avant que le futur développement du commerce électronique supprime peut-être une grande partie des coûts de transaction pour la plupart des consommateurs et favorise l'intégration au niveau du dernier compartiment.

Les marchés nationaux fonctionnent actuellement comme des marchés juxtaposés, mais ils ne sont pas complètement étanches les uns vis-à-vis des autres, car ils communiquent au niveau des échanges de gros par des contrats bilatéraux. Ils correspondent actuellement à 11% de la production dans l'Union Européenne. Après la mise en place des réformes de transposition, les flux échangés dans l'espace continental constitué par la zone synchrone UCTE ont crû de 8% entre 1998 et 1999¹. En dehors des contrats de long terme passés entre entreprises électriques avant les réformes, les échanges actuels dans la zone continentale portent essentiellement sur des contrats courts entre entreprises électriques, ce qui n'est pas nouveau. Le nombre des contrats bilatéraux d'importation vers les clients industriels reste encore limité à quelques unités pour chaque pays, en dehors de la zone des pays nordiques libéralisée plus précocement.

D'autre part, en dehors de cette zone où existe un marché organisé unique pour les échanges journaliers en spot et les contrats à terme, il n'existe pas encore d'interactions et d'arbitrages entre les marchés organisés existants (spot et *futures*), comme le montrent les différences de niveau et de volatilité des prix journaliers accessibles sur les sites Internet de ces marchés². Ceci s'explique par divers facteurs généraux : les contraintes d'interconnexion qui isolent certains marchés les uns des autres de façon permanente, les conditions d'accès aux capacités de transport, les différences de nature et de règles de ces bourses électriques

1.1. Des règles hétérogènes

Quand les Etats n'ont pas procédé de leur propre initiative à la libéralisation de leurs industries électriques comme le Royaume Uni et les pays, les réformes ont été effectuées sous la prescription de la directive européenne de 1996. En raison des désaccords entre Etats membres sur un modèle concurrentiel identique, les autorités européennes n'ont pas été en mesure de faire valoir des règles uniques, ni des réformes de structures destinées à favoriser l'exercice de la concurrence effective. On rappellera les éléments essentiels de la directive conditionnant directement le développement des échanges d'électricité :

- une règle d'ouverture minimale de l'accès au réseau de clients éligibles (30% de la consommation nationale en 2003),
- la suppression des monopoles d'importation et d'exportation,
- les règles d'accès au réseau qui laissent aux Etats membres le choix entre l'accès réglementé et l'accès négocié, et a fortiori les principes tarifaires,

¹ Les échanges au sein de l'UCTE portent sur 173 TWh, dont 75 TWh en solde net sur l'année. Source : UCTE. *Rapport annuel 1999*.

² Voir aussi les indicateurs publiés mensuellement par *FT Power in Europe*.

- la règle de séparation comptable des activités de production, de transport et de distribution, dans le cas des entreprises intégrées pour éviter a minima les subventions croisées entre niveaux,
- la mise en place de gestionnaires de réseaux autonomes, chargés d'assurer en toute indépendance l'équilibre technique du système, les échanges techniques internes et les coordinations avec les autres systèmes.

- *Les marges de manœuvre laissées aux Etats*

Mais la directive n'impose pas la séparation juridique ou actionnariale des gestionnaires de réseau de transport (GRT) des entreprises intégrées pour limiter tout pouvoir de marché des entreprises historiques à ce niveau, ni celle entre les activités de vente et les réseaux de distribution. Elle n'édicte rien en matière de degré de concentration en production et dans la vente, ni sur les possibilités d'entrée des intermédiaires, négociants ou autres. Elle n'impose pas non plus la création de marchés spot, infrastructures transactionnelles destinées à faciliter les échanges par la révélation de prix de court de terme, pouvant servir de référence aux différents contrats et en procurant des moyens de gestion du risque (marché à terme).

L'introduction de la concurrence sur les échanges de gros s'y est faite au départ de façon non coordonnée sous des formes différentes : combinaison de marchés organisés et de contrats bilatéraux avec séparation totale du réseau ici (Royaume-Uni, Scandinavie, Espagne...), uniquement contrats bilatéraux sans séparation juridique ou actionnariale du réseau là (Allemagne, France, Belgique). Les règles d'accès au réseau au départ sont différentes et pour certaines dissuasives aux échanges internes et externes, comme l'ATR négocié et la tarification à la distance en Allemagne (avec depuis 1998 un certain alignement). Les marchés organisés par les bourses ou les pools ne sont pas homogènes, quand ils existent. Les structures industrielles en production et dans la vente présentent aussi des profils différents qui conditionnent les possibilités d'entrée.

Un des problèmes principaux pour le développement des échanges est le maintien d'un pouvoir de marché vertical des entreprises historiques restées intégrées comme en Allemagne et en France, sans séparation juridique effective de l'input-clé (le réseau et le dispatching) et sans marché organisé permettant la révélation de prix concurrentiel de court terme. Comme le fait ressortir le débat américain sur les limites de l'impartialité des *Independent System Operators* lorsque les infrastructures du transport qu'ils gèrent continuent d'appartenir aux *utilities* de leur zone (Joskow, 1997 et 2000), le dispatching technique peut favoriser les unités de production de ses dernières et leurs contrats internes. C'est une situation clairement identifiée en Allemagne, et potentiellement existante en France. De même, dans une telle situation, le prix des écarts³ et des services auxiliaires pour les contrats bilatéraux doivent être équitables et ne pas introduire de discrimination entre l'entreprise en place et ses concurrents, ce qui est loin d'être le cas dans les deux pays. Les prix des écarts sont en effet très disparates entre celui pratiqué pour les ajustements sur les contrats hors fournisseur traditionnel et celui

³ Dans leurs fonctions d'équilibrage technique de leur système, les GRT doivent entreprendre des actions pour compenser les désajustements entre la production et la consommation horaires totales qui sont liées aux anticipations erronées (marginale le plus souvent) des producteurs et des acheteurs. Les GRTs doivent se substituer à ces acteurs pour corriger les écarts survenus entre les programmes annoncés le jour précédent et la réalité des injections et des appels au réseau. Ils feront payer à ceux-ci le coût des réserves achetées pour ce faire par un prix horaire des écarts.

pour les transactions internes à l'entreprise en place qui bénéficie du foisonnement des aléas des demandes de ses clients et de ses unités de productions⁴.

- *Les facteurs d'harmonisation institutionnelle*

Des facteurs d'harmonisation inhérents aux dissymétries de structures industrielles et de règles sont à l'œuvre. Les demandes des industriels implantés dans plusieurs pays, la pression des entreprises électriques et des gouvernements des pays les plus libéraux, celle des entrants faisant métier de négoce à l'échelle européenne jouent clairement en ce sens depuis 1998. De même, dans une logique d'interaction stratégique, les opérateurs qui étaient les plus réticents à la libéralisation s'avèrent soucieux, une fois la réforme adoptée, de ne pas rester en dehors du mouvement de concurrence à l'extérieur en souhaitant l'adoption de règles plus ouvertes dans leur pays, comme c'est le cas en Allemagne et en France. Ainsi les rapports de suivi de la mise en œuvre de la Directive publiés annuellement par la Commission Européenne⁵ font apparaître que beaucoup de pays se situent bien au-delà des règles minimales imposées par la Directive de 1996 sur la séparation de la gestion du réseau, l'accès des tiers réglementé et le degré d'éligibilité des clients. Depuis 1998, des bourses ont été également créées ou sont en projet dans la plupart des pays.

Mais la principale force d'harmonisation reste l'action de la Commission Européenne assise sur les fonctions de surveillance et d'harmonisation prévue par la directive (art. 25) et crédibilisées par la menace de passage d'une directive d'ajustement d'ici 2005. Cette action s'est focalisée depuis 1998 sur l'harmonisation des règles d'accès au réseau, condition nécessaire à l'intégration des marchés, dans le cadre d'un processus de concertation entre les autorités de réglementation sectorielle, les gestionnaires de réseau et les utilisateurs, processus connu sous le nom de processus de Florence⁶. Des résultats tangibles, analysés plus loin, ont été obtenus en 1999 pour organiser le champ d'exercice d'une concurrence équitable à l'intérieur et entre pays, notamment par la tarification de l'accès aux réseaux pour les échanges internes et transfrontaliers. Mais le recours à une directive sera sans doute nécessaire pour parvenir à la séparation organique des réseaux et des gestionnaires de réseau des entreprises restées intégrées.

⁴ Dans une industrie de réseau nouvellement libéralisée, quand l'entreprise verticale en place bénéficie au départ de la quasi-totalité des contrats de vente, le régulateur sectoriel peut choisir d'aider les entrants en ne leur faisant pas payer l'ensemble des coûts supportés par l'entreprise en place, comme cela a été le cas dans les télécommunications en Grande-Bretagne (cas de British Telecom et de Mercury). Dans une industrie électrique qui reste intégrée verticalement, la mutualisation du coût d'ajustement des écarts serait une façon d'encourager le développement de la concurrence effective. Une autre façon de procéder serait de créer un marché des écarts, pour rechercher une offre compétitive par la concurrence de différents types de producteurs situés à la marge du système (les producteurs indépendants, les producteurs étrangers), voie qui sera suivie en France à partir de 2001 sans assurer que le marché sera suffisamment liquide pour révéler un prix efficace (Carmona et de Fouchécour, 2000).

⁵ Trois rapports annuels ont ainsi été publiés sur l'état de la libéralisation des marchés électriques depuis 1997 (voir, par exemple, European Commission, 1999).

⁶ La Commission Européenne a pu bénéficier de la volonté d'affirmation de ces deux nouveaux groupes d'acteurs dont les fonctions respectives incitent à rechercher les meilleures conditions de transport pour les échanges internes et externes d'électricité. Mais le processus d'harmonisation reste conflictuel et est gêné par l'absence d'autorité spécialisée de réglementation en Allemagne.

1.2. Contraintes d'interconnexion et segmentation géographique du marché européen

Les interconnexions développées entre les systèmes par les anciens monopoles électriques pour mutualiser les secours et procéder à des échanges occasionnels introduisent des limitations physiques aux échanges marchands. Certaines capacités de liaison constituent une contrainte permanente pour les échanges entre deux pays, provoquant une segmentation géographique du marché européen. A côté d'un ensemble continental composé de l'Allemagne, du Benelux, de la France, de la Suisse et de l'Autriche bien interconnectés entre eux, se dessinent plusieurs marchés périphériques - les pays nordiques, la péninsule ibérique, les îles britanniques - auxquels le marché italien peut être ajouté à certains égards. Ces marchés sont faiblement raccordés au marché continental, avec des capacités de liaison de 1 à 2 GW, soit environ 3,5% de la demande de pointe exprimée sur ces marchés ; de leur côté, les interconnexions avec le marché italien qui présentent un rapport de 10 % à la demande de pointe sont problématiques en raison du déséquilibre relatif offre-demande au plan local⁷.

Tableau 1: Principaux goulets d'étranglement aux échanges entre le marché continental et les marchés périphériques (en MW)

	Italie/ F-CH-Aut.	Suède-Norvège/ Zone UCTE	Royaume-Uni/ Zone UCTE	Espagne/ France
Capacité d'échange	4300	1650	2000	1100
Pointe du marché périphérique	42500	45200	56300	29500
Ratio	10 %	3,6 %	3,5 %	3,7 %

Source : ETSO, *Net Transfer capacities 2000-2001*, et IEA, *Electricity Information 2000*, Paris, OCDE.

A l'intérieur du marché continental et de certains marchés périphériques (pays scandinaves, Ibérie), les capacités d'interconnexion sont suffisantes pour ne jamais provoquer l'isolement des marchés nationaux, sauf à des périodes particulières⁸. Un ratio capacité/demande de pointe de 15% est considéré comme suffisant pour assurer cette intégration pendant une grande partie de l'année, comme le montre l'exemple du marché scandinave (Bergman et al., 1999).

⁷ L'Italie peut-être considérée comme intégrable au marché continental en présentant un ratio capacité d'interconnexion/demande de pointe de 10%. Toutefois le système italien est lui-même sujet à d'importantes congestions, ce qui amène à définir une désagrégation temporaire en quatre zones de marché pendant la période de pointe

On notera que les pays nordiques et le Royaume-Uni ne sont pas dans le même ensemble synchrone que les pays du marché continental qui relève de la coordination UCTE, ce qui crée une barrière technique nécessitant des dispositifs particuliers .

⁸ On notera toutefois les importants problèmes posés par l'héritage des contrats d'exportation de long terme et des normes élevées de sécurisation des interconnexions qui conduisent à limiter considérablement les capacités d'échanges ouvertes aux flux de court terme, ce qui fait débat dans certains pays (Tait, 1999). Ils limitent les capacités physiques entre autres pour les achats de court-moyen terme depuis par exemple l'Italie (1000 MW sur 4300 MW), ou les Pays-Bas (900 MW sur 4500 MW). Ces contraintes sont inhérentes à la période de transition, les contrats de long terme et les réservations de capacité associées n'ayant pas été mis en question par la Directive. Certains toutefois sont révisés lorsque les parties sont d'accord. De plus les règles de sécurisation, définies auparavant de façon large par les monopoles électriques, seront révisées à la baisse pour tenir compte de la plus grande réactivité des GRT dans le nouvel environnement des échanges marchands.

Tableau 2: Ratios des capacités d'échange aux demandes de pointe sur le marché continental

Suisse	Autriche	Pays-Bas	Belgique	Allemagne	France
1,25	1,05	0,45	0,38	0,27	0,18

Source : ETSO, *Net Transfer capacities 2000-2001*.

Le développement des capacités aériennes d'interconnexion étant politiquement très contraint pour des raisons d'environnement, cette segmentation géographique devrait continuer en dépit de la politique européenne d'incitations au développement des réseaux transeuropéens. Quelques interconnexions par câble sous-marin pourront être rajoutées vers les marchés périphériques qui ne modifieront pas fondamentalement leur isolement relatif. C'est donc au sein de chaque ensemble régional que l'intégration des marchés devrait concrètement s'effectuer. Pour ce faire, les règles commerciales d'accès aux liaisons transfrontalières doivent être assouplies, simplifiées et harmonisées alors qu'elles étaient encore très contraignantes en 1999 : limitation en volume du fait des importantes réservations de capacité pour les contrats antérieurs de long terme, tarifs transfrontaliers, contrat standard à puissance constante, hétérogénéité des règles de transport, etc. C'est sur cet enjeu de transparence et d'homogénéisation des règles économiques d'accès aux réseaux de transport que s'est focalisée l'action institutionnelle des instances européennes.

2. L'unification technique et économique des infrastructures de transport par la coordination

Parmi les règles essentielles au fonctionnement des marchés électriques, les participants au marché se voient attribuer un droit d'injecter ou de retirer de l'énergie du réseau de transport en des points précis, en se soumettant à des règles techniques et des procédures de règlement très codifiées et en payant un péage de transport incluant un prix pour le service de coordination technique. Pour éviter de conférer un pouvoir de marché aux participants au marché qui détiendraient l'infrastructure de transport, la solution est de séparer sa gestion. L'intégration de marchés électriques nationaux va alors dépendre de la façon dont peuvent s'emboîter techniquement et économiquement ces "boîtes noires" institutionnelles que sont les réseaux électriques. Par contraste avec la lenteur et la diversité des évolutions américaines en raison du poids des réglementations locales (Joskow, 1997), l'unification technique et économique des infrastructures européennes s'effectue à un rythme rapide par la coopération des gestionnaires de réseau et des régulateurs nouvellement en place.

2.1. La mise sur pied d'une supra-coordination technique

Par rapport au transport d'autres biens-commodités, le transport d'électricité est onéreux et techniquement complexe avec le problème des flux en boucle. Les réseaux ont été conçus et construits logiquement autour d'une conception autarcique de la fourniture et d'une coordination inter-systèmes légère et organisée spontanément par les monopoles électriques nationaux ou régionaux. Le développement des interconnexions entre systèmes a eu pour

fonction principale d'assurer les échanges de secours et de limiter les réserves, fonction élargie ensuite à des échanges journaliers à "bien plaisir" entre entreprises adjacentes et plus récemment à des échanges de long terme pour les rares cas d'entreprises investissant en vue d'exporter. Il impliquait simplement une harmonisation des règles d'exploitation et la communication d'informations techniques limitées pour garantir le bon fonctionnement de grands ensembles synchrones. Ceci s'est fait en Europe dans le cadre d'associations pour la coordination régionale, l'UCPTE⁹ pour les pays de l'espace continental et Nordel pour les pays nordiques.

La libéralisation de l'accès aux réseaux remet en question cette conception en multipliant les demandes de transport d'électricité à distance sur une base de court terme, ce qui exige des coordinations étroites entre gestionnaires de systèmes. En entraînant le développement d'échanges de court terme et de flux non prévus dans la planification antérieure des réseaux et des interconnexions, la concurrence implique une coopération renforcée entre centres de conduite pour un échange systématique et continu d'informations techniques précises et une coordination étroite des ajustements.

Le problème principal réside dans les incitations à coopérer des gestionnaires de système pour assurer l'emboîtement des coordinations techniques. La structure d'incitations rencontre deux problèmes. Le premier est celui de la persistance de l'intégration de certains GRT au sein d'entreprises intégrées dans certains pays, la Directive européenne n'imposant pas aux Etats membres une telle mesure. Dans une logique d'exercice de pouvoir de marché, les rivalités concurrentielles gênent la divulgation des informations nécessaires et limitent les volontés de coopération technique, comme ceci s'est observé en particulier en Allemagne en 1999 et 2000. La solution est l'imposition d'une séparation juridique qui aurait d'autres effets positifs sur la concurrence interne et externe.

Le second problème relève de celui étudié de façon générale par Williamson (1985 et 1996) de l'adaptation coopérative entre centres de décisions indépendants qui ne partagent pas leurs informations et leurs responsabilités, ou les gains et les pertes qu'apportent leurs actions. Aux Etats-Unis, la fragmentation des dispatchings techniques a été identifiée ainsi comme un des obstacles à l'expansion des marchés de gros entre opérateurs (Kahn, 1994). C'est une des raisons pour lesquelles est proposée l'intégration horizontale des gestionnaires de système et des entreprises de réseau, avec le nouveau Règlement 2000 qui vise à promouvoir la création de Regional Transmission Operators (RTO) à l'échelle de plusieurs systèmes (Hogan, 1999 ; Massey, 1999). La voie plus souple, retenue dans l'Union Européenne en raison du poids des institutions nationales, est le renforcement significatif du système antérieur de coordination de l'UCPTE. La nouvelle coordination des gestionnaires de transport de l'ensemble synchrone continental, renommé UCTE¹⁰ en 1999, repose sur des règles de coordination renforcée, sur des protocoles d'échanges complets d'information sur les flux et les topologies de réseau, et a pour nouvelles fonctions un contrôle étroit de leur mise en œuvre et une supervision des incidents¹¹.

Dans ce jeu institutionnel, l'incitation à coopérer est de type fonctionnel. L'organisation des échanges physiques entre systèmes est en effet une des missions principales des nouveaux

⁹ UCPTE ou Union des Producteurs et Transporteurs d'Electricité.

¹⁰ UCTE ou Union pour la Coordination des Transporteurs d'Electricité.

¹¹ On notera que la coordination des règles économiques encadrant les échanges a été confiée à l'European Transmission System Operators Association (ETSO), l'UCTE s'occupant des coordinations techniques.

GRT qui ont donc à définir les règles les plus propices aux échanges. Mais, pour que l'incitation fonctionne, elle implique leur séparation complète des participants au marché.

2.2. L'harmonisation et la simplification de l'environnement transactionnel du transport

L'application du principe de subsidiarité laisse aux Etats membres la possibilité de choisir le mode d'accès au réseau (accès réglementé ou accès négocié), le type de tarification du transport intérieur et transfrontalier et le mode de gestion des congestions. Cette situation aurait pu être à l'origine d'une anarchie réglementaire qui aurait créé divers types de barrières aux échanges¹². L'action d'harmonisation des autorités européennes a été focalisée sur ce point essentiel. Elles ont pu promouvoir avec l'appui des gestionnaires de réseau et des autorités sectorielles une solution simple sur les transports internes et externes en s'appuyant sur l'impossibilité de repérage du cheminement des flux et d'allocation des coûts en transport dans des réseaux européens en raison de leur maillage serré pour éviter une tarification complexe et dissuasive.

Dans des réseaux fortement maillés, cette difficulté de repérage invalide la pertinence économique d'une tarification à la distance qui tend à favoriser les producteurs en place. De même la tarification nodale, qui est supposée refléter fidèlement les coûts de court terme en différenciant les transactions par les points d'injection et les points de soutirage concernés, perd de son intérêt lorsque le maillage des réseaux limite significativement les contraintes de congestion. La tarification en timbre-poste présente l'avantage d'être indépendante de la transaction, en particulier de la distance entre producteur et acheteur ou de la localisation des points d'injection et de soutirage. Elle mutualise les coûts des transports et des redispachings techniques associés à toutes les transactions. L'esprit de cette tarification facilite l'élargissement de son application à l'espace interconnecté de plusieurs systèmes électriques, en traitant les échanges transfrontaliers pratiquement de la même façon qu'un échange interne à un système¹³.

Les règles spécifiques aux échanges externes et aux transits sont en effet potentiellement dissuasives si elles ne sont pas alignées sur les règles internes d'accès, ce qui se justifie par le fait que les coûts spécifiques à un échange externe donné ne sont pas dissociables de l'ensemble des échanges dans les systèmes maillés. L'analyse technico-économique montre que les pertes engendrées par une transaction transfrontalière ou interne sont très peu corrélées à la distance entre le producteur et l'acheteur (Haubrich et al., 1999). L'existence d'un tarif transfrontalier ou la superposition des tarifs de transport de chaque réseau emprunté

¹² La diversité des conditions économiques d'accès est susceptible de fausser la concurrence entre les systèmes. On peut identifier plusieurs exemples : une tarification différente au voisinage de la frontière des systèmes ; une répartition différente du prix de transport entre charge d'injection et charge de soutirage dans les systèmes simples de tarification en timbre-poste (voir plus loin), des règles différentes de prise en compte du coût du capital dans le prix de transport ; l'affectation dans certains pays de taxes ou de charges sur le transport pour la récupération des coûts échoués ou le financement de charges d'intérêt général.

On ajoutera que les règles d'accès adoptées dans certains pays (notamment l'Allemagne) réduisent les incitations à l'entrée car le niveau de prix de transport est élevé sans refléter les coûts et lorsque ces règles entraînent des coûts de transaction élevés. Ainsi la règle de l'accès des tiers négocié est clairement dissuasive en entraînant un coût d'information élevé et en exposant au risque discrétionnaire du refus de transport par les entreprises historiques restées intégrées.

¹³ Une comparaison des différentes méthodes de tarification du transport est effectuée dans un numéro spécial de la revue *Utilities Policy* de 1997 (voir Green éd., 1997) et dans le rapport du Groupe d'expertise sur la tarification du transport et de la distribution d'électricité (Champsaur, 2000)

(le "pancaking"), qui reviennent l'un et l'autre à une tarification à la distance, ne reflètent pas la réalité des coûts, alors qu'ils dissuadent l'échange. La réalité technique des réseaux des pays de l'Union Européenne, qui est donc marquée par leur niveau élevé de maillage, a facilité le choix du principe de tarification en deux demi-timbres-poste et de la suppression des prix de transit transfrontalier à certaines nuances près (ETSO, 2000)¹⁴.

- **Le choix simplificateur du tarif en deux demi-timbres-poste.** Dans l'espace de plusieurs systèmes intégrés, le timbre-poste du transport interne à chacun d'entre eux est dissocié entre une charge d'injection G payée par le producteur et une charge L payée par l'acheteur. Pour les échanges entre deux pays A et B, les participants à l'échange payent la charge d'injection G du pays A et la charge de soutirage L du pays B aux opérateurs respectifs des deux pays. La répartition entre G et L du prix de transport doit être nécessairement harmonisée entre les pays¹⁵. Par contre, selon le principe de subsidiarité, les niveaux des timbres-poste sont définis par chaque pays.
- **L'internalisation de la complexité transactionnelle par la coordination des GRT.** Cette simplification transactionnelle est rendue possible en reportant le problème de l'allocation des coûts sur l'organisation de compensations économiques entre GRT sur la coordination des opérateurs de réseau, d'une façon analogue aux règles existant entre les opérateurs de télécommunications pour les échanges de transit (Dang-Nguyen et Phan, 1999). Les GRT gèrent un mécanisme de compensation simple limitant les coûts de transaction entre eux. Les vendeurs exportateurs paieront une petite surcharge sur le demi timbre-poste à l'injection, qui correspond au versement de leurs gestionnaires de réseau à un fonds de compensation entre systèmes¹⁶. Les participants au marché ne seront donc pas contraints par l'existence d'une charge de transit et la complexité des règles d'accès au transport, qui par exemple aurait découlé du choix d'une tarification nodale inter-systèmes supposée optimale.

Le principe du mécanisme de compensation en est que, sur la base d'un règlement annuel, les GRT exportateurs nets compensent les transitaires et les GRT importateurs nets à travers un fonds de compensation. Les contributions et les versements unitaire à ces derniers sont évalués à partir d'une estimation des flux et du coût total des transits

¹⁴ L'accord a été difficile à trouver pour l'abandon des charges de transit (le terme T) en raison de l'opposition des entreprises d'Allemagne qui, depuis 1998, avaient un système de tarifs de transport incluant une telle charge (abandonnée en 2001) et du souhait des entreprises ayant des projets de câbles sous-marins de voir rémunérer directement le transport par ce type d'interconnexion pour maintenir une incitation à l'investissement (voir *FT Power in Europe*, n° 324, mai 2000, p. 4).

¹⁵ Les exportateurs d'un pays avec une charge d'injection élevée en part relative (80% par exemple) seront pénalisés par rapport aux opérateurs des autres pays où cette part relative est beaucoup moins élevée.

Sans entrer dans les détails, on peut faire état de la controverse de l'année 2000 sur la répartition entre G et L qui a opposé les ETSO et Eurelectric, l'association des électriciens européens, à l'association des régulateurs. Les premiers souhaitaient que tout le prix de transport soit reporté sur le terme G, car, ainsi, ils peuvent répercuter l'ensemble de leur prix de transport comme ils le souhaitent. De plus un facteur G permet de donner un signal de localisation aux candidats à l'entrée en production. Les seconds considèrent qu'avec une telle répartition entre G et L, tous les producteurs vont supporter les charges de transport associées aux flux de vente à l'exportation, même ceux qui n'exportent pas.

¹⁶ L'affectation de cette charge payée par les gestionnaires de système d'un pays a fait aussi débat 2000. Il s'agissait de décider si on laissait le choix aux régulateurs entre l'affecter par une surprime sur la charge d'injection aux seuls exportateurs, et la répartir entre tous les producteurs dans la charge G (en considérant que les échanges bénéficient à tout le monde). Cette option a été refusée par les régulateurs en mai 2000.

d'électricité (pertes, coûts des redispatchings occasionnés par des congestions temporaires) entre systèmes effectuée par leur association de coordination institutionnelle ETSO. Cette procédure de mutualisation des coûts impose un certain nombre de conditions. Il faut s'entendre à la fois sur la méthode de simulation ex-post des flux en boucle (modèle de réseau) et sur le principe de calcul des dépenses associées. Comme, du côté des GRT, il n'existe pas d'incitations à limiter l'enveloppe de coûts estimés dans la mesure où les paiements sont répercutés sur les utilisateurs du réseau, l'association des régulateurs doivent nécessairement intervenir in fine dans le processus¹⁷.

- **La gestion transparente des capacités d'interconnexion.** Dans la logique d'unification par la transparence, les règles d'allocation de capacités d'interconnexions vont être appliquées en privilégiant l'application de règles marchandes par rapport aux règles d'allocation autoritaire, selon l'esprit des accords de Florence¹⁸. Le système des enchères, bien adapté à la logique des échanges de court terme qui sont censés devoir se développer, présente l'avantage de sélectionner les offres en fonction du niveau du surplus qui se dégage des échanges associés¹⁹. Il permet aussi de contourner le problème de définition du prix de la congestion. Les recettes des enchères seront attribuées aux GRT pour financer les investissements de renforcement des interconnexions. La mise en œuvre des enchères nécessite une coordination entre les régulateurs concernés. Un tel dispositif d'enchères est déjà opérationnel entre le Danemark et l'Allemagne en 1999 ; un autre sera mis en place entre les réseaux français et espagnols début 2001. Des enchères devraient être aussi organisées sur les interconnexions aux frontières respectives des réseaux italiens et néerlandais.
- Enfin, pour permettre l'échange, il est nécessaire de fournir aux participants du marché des valeurs sur les capacités d'échanges qui soient réputées être des valeurs commercialement valables, c'est-à-dire précises et fiables dans un contexte concurrentiel. Ce qui signifie que les gestionnaires de système doivent être en mesure de répondre à l'échelle de la journée aux demandes de transactions courtes dans les limites annoncées. Les règles d'annonce des capacités de transfert totales et des capacités de transfert disponibles vont être établies sur une base journalière par l'UCTE et l'ETSO et mises en œuvre en 2001. Mais, dès 2000, l'UCTE procède à un affichage mensuel des capacités.

En résumé l'intégration des réseaux de transport européens est en train de s'organiser sur une base coopérative, sans recourir à une intégration institutionnelle des gestionnaires de réseau qui est la démarche qui sera privilégiée aux Etats-Unis. La jeunesse des dispositifs nationaux facilite la mise en place d'une coordination technique étroite de l'exploitation des réseaux et

¹⁷ Le principe de calcul a fait l'objet d'un débat important en 2000. L'intervalle d'estimation varie ainsi de 120 à 200 millions d'euros, selon l'inclusion ou non du coût complet de capital. Le prix associé à un MWh d'exportation nette a été fixé à 2 euros/MWh à partir de l'estimation haute pour la première année du dispositif (2001), mais les consommateurs industriels et les négociants estiment cette évaluation trop élevée. Le rapport Haubrich, qui avait le premier lancé l'idée, estime ce montant à 0,4 euros/MWh.

¹⁸ Le cadre de ce papier ne permet pas de détailler le débat sur les méthodes de réservation des capacités, notamment le choix entre méthodes d'ordonnancement autoritaire (premier arrivé-premier servi, préséance en fonction de la durée d'engagement, prorata, etc.) et les règles d'allocation marchande. Un des problèmes à résoudre est celui de l'exercice de pouvoir de marché par les détenteurs ou les acheteurs de droits physiques (par la réservation de capacité sans utilisation de tous les droits notamment).

¹⁹ Dans certains systèmes américains (Californie notamment), on gère les congestions par un systèmes d'enchères.

l'harmonisation des règles économiques d'accès au réseau dans le sens qui soit le plus favorable en termes transactionnels à l'existence d'un seul marché. Les principes adoptés gommeront en grande partie la réalité spatiale inextricable du transport d'électricité en réseaux maillés, avec l'absence de différenciation par la distance ou par la localisation des vendeurs et des acheteurs d'électricité de gros. Ainsi, de la complexité de l'allocation des coûts de sa fourniture dans des réseaux densément maillés, le bien-électricité tire au moins un avantage par rapport aux autres biens-commodités, celui de pouvoir avoir un marché géographique sans différenciation spatiale hors période de congestion sur les interconnexions.

3. Les conditions d'intégration des marchés organisés

L'harmonisation des conditions de transport et la simplification des conditions d'échanges transfrontaliers vont supprimer un obstacle radical aux échanges entre espaces nationaux. Des contrats bilatéraux transfrontaliers pourront déjà être établis avec des coûts de transaction limités. Mais l'intégration des marchés se jouera d'abord dans les interrelations entre marchés organisés qui sont en train d'être créés en Europe. Après la Grande-Bretagne en 1990, puis les pays nordiques et l'Espagne, tous les pays de l'Union Européenne sont en train de se doter de marchés organisés pour faciliter les échanges internes et parfois externes. Après la création de la bourse néerlandaise APX en 1999 et celle des deux bourses allemandes EEX et LPX en 2000, l'installation de la bourse italienne en 2001 sous l'égide d'un pool suivra, puis celle de la bourse française EPX à deux étages (pour les écarts d'abord, et pour un marché spot journalier ensuite) et celle de la bourse autrichienne APEX pour organiser les échanges avec les pays d'Europe centrale²⁰.

Leur présence permet aux producteurs et aux négociants d'un pays de vendre plus facilement dans les autres pays, soit directement sur ces marchés, soit par contrats bilatéraux grâce à la présence de prix de référence et à la possibilité d'arbitrer entre la fourniture depuis leur base nationale et un achat sur la bourse locale. Ils permettent également de gérer de façon marchande les écarts sur les contrats bilatéraux lorsqu'ils incluent un compartiment de marché intra-journalier. Ils devraient aussi permettre aux négociants d'organiser un arbitrage systématique entre ces différents marchés pour leurs achats, que ce soit avec des achats spot ou des contrats à terme pour leur couverture de risque (Dupoux, 1999).

Le test d'une véritable intégration du marché européen, au moins dans sa partie continentale, sera la manifestation de l'intégration de ces marchés organisés par l'existence de prix horaires et de prix à terme voisins, qui ne se différencieraient que pendant les périodes de congestion entre deux marchés. Un marché financier européen d'électricité-papier sur lequel s'échangerait des contrats standardisés de produits dérivés se référant à des prix spot en quelques points de livraison ou bien à un prix continental, voire européen unique devrait se constituer. Son fonctionnement efficace reposerait sur une bonne liquidité et un large éventail de produits financiers permettant une bonne gestion des risques par les producteurs, les négociants, les revendeurs et les gros acheteurs industriels opérant directement sur ces marchés.

²⁰ En Suisse un projet de bourse à Zurich a été un temps étudié en 1999. En Irlande le projet de bourse IPEX est actuellement à l'étude.

En raisonnant hors contrainte d'interconnexion, l'intégration du marché électrique européen se manifesterait par l'émergence d'un modèle de marchés organisés interdépendants qu'on dénommerait ici modèle *multi-hubs* par analogie avec l'organisation du marché gazier américain structuré autour de marchés locaux situés aux nœuds principaux du réseau de gazoducs interrégionaux, les *hubs* gaziers. Mais la création des marchés organisés dans les différents pays s'est effectuée et s'effectue sur la base de principes d'organisation différents, influencés par les spécificités de l'organisation antérieure et de l'environnement institutionnel des pays (Glachant et Finon, 2000). De ce fait la nature des marchés et leurs différences de règles font obstacle à leur co-intégration deux à deux qui assurerait l'unicité du marché européen.

3.1. La possibilité d'une intégration de type *multi-hubs*

Pour faire fonctionner effectivement le marché intégré d'un bien-comodité, des places de commerce doivent être organisées en certains points de référence, dans les pays ou aux frontières, où le produit peut être fourni librement depuis n'importe quel lieu sous la forme de contrats standardisés. L'équilibrage offre-demande de court terme en un point s'effectue en interaction avec les autres marchés locaux, comme fonctionne le marché gazier américain, qui est un ensemble de centres de transactions localisés aux nœuds du réseau de gazoducs interrégionaux avec des cotations par tableaux électroniques (De Vany et Walls, 1993). Etant donné la bonne intégration des marchés nodaux, les marchés à terme ne se réfèrent à des livraisons que sur un très petit nombre de *hubs* de référence.

Les prix sur les différents marchés sont étroitement corrélés, le différentiel de prix horaires entre *hubs* gaziers reflète, après les ajustements offre/demande locaux, les prix de transport entre ces centres de commercialisation pris deux à deux qui incluent le prix payé pour les droits fermes d'accès aux gazoducs en situation de congestion. Il y a optimisation conjointe de tous les marchés locaux, les prix aux nœuds étant codéterminés avec le prix du transport entre chaque nœud. Celui-ci comprend le coût marginal de transport et le *shadow price* d'éventuelles congestions sur les gazoducs. Les procédures d'enchères pour l'attribution des capacités fermes de transport ou de stockage qui déterminent un prix d'accès s'intègrent dans ce processus d'équilibre marchand par l'arbitrage des agents entre prix aux *hubs*.

La forme théorique de ce modèle est la même que celle du *nodal pricing* dans le secteur électrique (Schweppe, 1988 ; Chao et Peck, 1996 ; Hogan, 1993). Mais, en Europe, avec le choix du timbre-poste, on se retrouve potentiellement avec un modèle *multi-hub* simplifié dégagé de la co-détermination complexe du prix de transport inter-nodal et des prix de marché locaux. Sans interférence avec la détermination du prix de transport fixé de façon exogène et indépendante de la transaction en période normale, le lien entre prix régionaux pourrait être assuré dans le futur par les arbitrages permanents des agents, notamment les *traders*, les agrégateurs et les revendeurs, entre prix horaires régionaux. Dès qu'apparaissent des écarts de prix horaires après un changement anticipé de configuration de la demande et de l'offre régionale, les arbitrages des agents aboutiront à un nouvel équilibre interrégional²¹.

²¹ Comme l'ont fait De Vany et Walls (1993) pour l'analyse du marché gazier américain, l'analyse statistique de la co-intégration des différents marchés pris deux à deux permet d'identifier les paires de marchés qui sont co-intégrés, c'est-à-dire celles pour lesquelles l'arbitrage fonctionne et dont les prix horaires ou journaliers sont corrélés en se différenciant seulement par les charges de transport. En suivant cette démarche dans une analyse statistique future des prix, le degré d'intégration du marché électrique européen sera d'autant plus élevé que le nombre de paires de marchés co-intégrés serait élevé.

L'adoption du principe simplificateur de la tarification en demi-timbre-poste permet la simplification des réseaux locaux et de leurs points d'accès en un seul point où serait localisé fictivement le marché électrique d'un pays ou d'une région, parce que cette tarification permet d'ignorer la localisation des parties à l'échange, hors les épisodes de congestion qui seront limités dans l'espace continental. Une telle unification tarifaire n'est pas exclusive de l'activation occasionnelle de congestions aux interconnexions entre deux pays ou deux régions où sont localisés des marchés organisés, sous l'effet de différenciations temporaires marquées des prix de court terme. Cette activation a pour effet de supprimer l'intégration des deux marchés pendant les épisodes de congestion. Cette séparation géographique s'effectue d'ailleurs aussi à l'intérieur de certains systèmes où les règles définies en transport conduisent à une séparation en 3 ou 4 zones pendant les épisodes de congestion sur les interconnexions entre régions, comme en Italie ou en Norvège.

La possibilité d'intégration des marchés électriques de court terme est conditionnée par le type de règles organisant les interfaces entre ces marchés organisés et l'équilibrage technique dans chaque système. Le caractère non stockable de l'électricité et la nécessité de maintenir en permanence l'équilibre d'un système impliquent un haut niveau de coordination entre bourse et GRT, qui peut s'appuyer sur des dispositifs de marché pour l'offre infra-journalière de réserves pour la compensation des écarts et l'offre de services auxiliaires. Sans démarche coordonnée de définition des règles, les interfaces sont hétérogènes (voir tableau 3) et forcément difficiles à unifier, alors qu'elles doivent assurer la faisabilité technique des transactions entre systèmes. S'ils sont conçus de façon identique, les marchés spécifiques sur les réserves (pour les écarts), voire ceux de services auxiliaires s'ils existent, pourraient aussi communiquer selon les mêmes principes que les marchés journaliers spot, mais à une échelle temporelle infra-journalière.

3.2. Les obstacles à l'émergence d'un espace marchand *multi-hubs* sur la base des marchés organisés actuels.

En théorie, en raisonnant hors contrainte d'interconnexion, les échanges et les arbitrages entre les marchés organisés doivent découler des différences entre prix marginaux qui apparaîtraient entre eux, au prix de transport près. Ces échanges peuvent être décidés autant par les acteurs du marché que par les gestionnaires des bourses électriques. Mais se posent différents problèmes d'incitations et d'obstacles aux échanges entre eux, liés aux différences de nature et de règles de ces marchés parmi lesquelles:

- le statut du gestionnaire du marché (association à but non lucratif comme les pools, société privée de bourses),
- la participation volontaire ou obligatoire des producteurs,
- les mécanismes de définition du prix (type d'enchères, prix marginal ou prix proposé par chaque offreur selon la règle du *pay-as-bid*, adjonction ou non d'un terme de capacité administré),
- l'inclusion ou non des acheteurs dans le marché, qui conditionne la présence d'éléments de réactivité de la demande au prix instantané,
- la présence d'un marché intra-journalier des écarts pour la gestion marchande des déséquilibres (et éventuellement celle d'un marché de services auxiliaires) et plus généralement l'interface des dispositifs marchands avec le dispatching technique du gestionnaire du système de transport,
- l'existence d'un marché à terme en complément du marché sur le physique.

- *Les différentes catégories de marchés organisés en Europe*

On distingue trois catégories principales de marchés organisés qui s'articulent de façon variée avec les réglementations techniques (voir tableau 3)²².

Dans la première catégorie des **marchés obligatoires** se situent en Europe le pool britannique (jusqu'à sa disparition fin 2000), l'OMEL espagnol et la future Borsa Elettrica italienne. Ce modèle de marché cherche à assurer une coordination économique de l'ensemble du parc proche de l'ordre de mérite. Il repose sur des offres prix-quantités complexes par unité de production dans une enchère journalière pour chaque demi-heure du jour suivant²³. Dans le système anglais, il n'y avait pas de demandes d'achat. La résolution de l'enchère repose sur un programme informatique déterminant l'ordre de mérite optimal pour répondre à une prévision de demande globale. La rémunération s'opérait avec un prix horaire unique, celui de l'unité marginale retenue.

Le rééquilibrage technique s'opérait en Angleterre en fonction des déclarations initiales de capacité disponibles, de prix de réserve, de coût de démarrage, et ce sans procédure marchande intra-journalière et avec le programme d'optimisation. Un terme de capacité administré ajoute une rémunération en heures de pointe au prix marginal pour inciter aux déclarations de disponibilité. En raison de ce traitement conjoint de la détermination économique de l'équilibre journalier et de l'ajustement technique, l'ensemble du dispositif de marché est géré par l'opérateur de réseau. Ce type de marché centralisé est considéré par les intermédiaires et les négociants comme trop dépendant de la procédure d'optimisation pour la détermination des divers composants du prix horaire, et vulnérable au risque de manipulation des règles de marché par les producteurs dominants. Il ne facilite donc pas les entrées d'intermédiaires, et n'assure pas la liquidité du marché et le décollage d'un marché à terme.

La seconde catégorie est celle des **marchés volontaires**, qui sont des marchés plus souples venant en complément des contrats bilatéraux. Ils confrontent chaque jour de façon simple des déclarations d'offres horaires et des déclarations d'achats horaires. Un marché intra-journalier s'y ajoute pour régler les ajustements techniques et les écarts sur une base marchande. Le Nord Pool qui est la propriété des entreprises de réseau est l'exemple de ce type de dispositifs, avec environ 25 % des transactions physiques s'effectuant par son intermédiaire en Norvège et en Suède. Ce dispositif décentralisé sur lequel œuvrent en 1999 plus de 150 membres et 100 négociants et courtiers est considéré comme transparent et flexible, et le marché financier qui lui est associé est considéré comme liquide et performant par les négociants et les fournisseurs.

²² On mentionnera pour mémoire les deux indexes journaliers de prix SWEP et CEPI publiés depuis 1998 pour des livraisons à la frontière suisse et en Allemagne aux limites de l'ancienne zone de desserte de PreussenElektra (à présent E.ON). Ils reflètent les offres de prix d'électricité en surplus, mais ne peuvent être considérés comme prix de référence pour des contrats bilatéraux.

²³ Tous les producteurs de plus de 50 MW doivent vendre à OMEL, mais les contrats bilatéraux sur le physique de plus d'un an échappent en droit à cette obligation.

Tableau 3 : Caractéristiques des différents types de marchés électriques organisés

Pays	Angleterre- Pays de Galles (jusqu'en 2000)	Espagne Italie en 2001	Pays nordiques	Angleterre après 2000	Allemagne Pays-Bas
Type de Modèle	Modèle centralisé	Modèle semi-centralisé marchand	Modèle décentralisé coordonné	Modèle décentralisé marchand	Modèle décentralisé incomplet
Prééminence des contrats bilatéraux	Non	Non	Oui	Oui	Oui
Marchés journaliers	Marché obligatoire géré par le GRT	Marché obligatoire géré par la bourse électrique	Marché volontaire géré par bourse propriété du GRT	Bourses	Bourses
Mécanismes d'ajustement intrajournalier(Ecart)	Ajustement technique (basé sur offres journalières)	Marché des écarts géré par bourse	Marché géré par le GRT	Marché géré par le GRT	Ajustement technique par les GRT
Relation marchés/ Système de transport (congestion)	Ajustement par GRT sur base technique	Marché (bourse) ou ajustement par GRT	Ajustement par GRT sur base marchande	Ajustement par GRT sur base marchande	Ajustement par GRT sur base technique
Marchés à terme	Très peu actif	Peu actif	Actif	Actif	Néant

La dernière catégorie, celle des **bourses électriques** issues d'initiative privée, a émergé depuis 1999. Ce sont des lieux de confrontation journalière d'offre et de demande horaire, selon le modèle du *Bulletin Electronic Board*, où se détermine un prix d'échange. Les informations sont ensuite transmises au gestionnaire du système qui procède à la programmation journalière avec les informations sur les contrats bilatéraux et les contrats internes aux entreprises intégrées. L'Amsterdam Power Exchange (APX) créé en 1999 et les deux nouvelles bourses électriques allemandes EEX et LPX créées en 2000 relèvent de cette catégorie. Le progrès de l'électronique va aussi entraîner l'installation de dispositifs légers fondés sur le réseau Internet qui organisent des confrontations d'offre et de demande d'achat en plusieurs points.

Le fonctionnement de ces bourses se fait en indépendance complète de la régulation technique journalière. Celle-ci demeure en Allemagne comme aux Pays-Bas complètement sous le commandement technique des gestionnaires de réseau. Il n'existe pas de marché intrajournalier des écarts, ce qui n'est pas sans créer des conflits entre les bourses et ces derniers en raison de leurs redispachings discrétionnaires en cas de congestion interne ou aux frontières.

La révision complète du dispositif britannique, le New Electricity Trading Arrangement (NETA), mise en œuvre depuis février 2001 repose sur une solution aussi décentralisée (les nouveaux agrégateurs UKPX, UKEX, I-Venture et le système américain de l'*Automated Power Exchange* y font chacun office de bourses électroniques inter-reliées), mais il évite ce problème. Il inclut de façon cohérente un marché des écarts géré par le GRT qui régule l'équilibrage technique sur la base de principes marchands.

On notera qu'en France, c'est l'enjeu de la gestion des écarts et de la révélation d'un prix équitable pour les participants aux échanges concurrentiels qui suscite la création d'un marché des écarts en 2001 géré probablement par le gestionnaire de système, le RTE (Réseau de Transport d'Electricité). Il augurera de la création d'un marché journalier volontaire géré par une société indépendante.

- *Les divers types d'obstacles à l'intégration des marchés*

On peut distinguer, en dehors des contraintes permanentes d'interconnexion, quatre types d'obstacles à la co-intégration des marchés journaliers et indirectement à celle des marchés à terme. Le premier est **l'absence d'incitations des gestionnaires de marché** à procéder à des échanges entre eux si ce ne sont pas des entreprises à but lucratif associées aux bénéficiaires de ce type d'échanges. Ceux-ci pourraient avoir lieu, par exemple, sur la base des différences de prix marginaux et être décidés après la clôture du marché pour les heures du lendemain. Les gestionnaires de marché ne le feront pas si ils sont seulement rémunérés par un prix fixe par kWh, quelle que soit l'origine de ce kWh. Mais, si les sociétés de bourse électrique sont autorisées à faire du courtage ou du négoce, comme c'est le cas de Nord Pool, elles sont incitées à l'échange, notamment sur les transactions financières de contrats à terme.

Le second type d'obstacles est lié à **la différence de nature des marchés**. Un marché centralisé (le marché anglo-gallois par exemple) est moins incitatif aux importations et aux exportations qu'un marché volontaire. Il est dédié par définition à la fourniture de l'ensemble de la demande interne adressée au système. Il ne permet pas les achats étrangers sur le marché organisé, sauf à l'élargir à d'autres pays. Il ne permet pas non plus à un producteur de vendre de l'électricité physique à l'étranger, sauf règlement autorisant la mise hors pool des transactions d'exportation de court terme. Cette disposition étant contraire aux fondements du marché obligatoire de court terme, la mise hors pool pourrait se concevoir pour des transactions d'exportation d'une certaine durée, programmables et ne créant pas de tensions offre-demande anticipables en pointe dans le système. Il n'y aurait donc pas en principe de possibilités de ventes journalières d'un producteur d'un pays à pool obligatoire sur les marchés organisés des autres pays²⁴. Les échanges depuis ce système vers ceux des pays voisins ne sont alors fondés que sur des échanges entre marchés organisés, avec le problème d'incitations souligné précédemment. Par contre les ventes d'importateurs sur le pool obligatoire sont possibles dès lors que ceux-ci sont dûment enregistrés comme membres de pool. En comparaison, les systèmes décentralisés avec marchés volontaires sont plus ouverts par nature aux importations et aux exportations, car les échanges ne sont pas contraints par les règles d'obligation de ventes sur le marché organisé.

²⁴ En Angleterre, les importateurs qui ont une licence de vente dans le pays devaient passer par les ventes sur le marché obligatoire du pool en superposant à ces ventes des contrats bilatéraux d'options avec les revendeurs.

Le troisième type d'obstacles provient des **différences dans le type d'enchères et de fixation des prix** qui gênent ou empêchent les arbitrages entre marchés journaliers d'électricité physique pendant . On mentionnera deux cas :

- le prix sur un marché obligatoire inclut généralement un terme de capacité administré (pour inciter aux déclarations de disponibilité) comme en Espagne et en Angleterre avant 2001, ce qui n'est pas le cas sur un marché facultatif. L'arbitrage entre deux marchés différents en est rendu impossible;
- sur un marché obligatoire, la procédure temporelle de révélation du prix (et de son terme d'investissement) ne permet pas aux offreurs, dont les importateurs, de connaître le prix avant la clôture des enchères sous scellé²⁵. A l'inverse, sur les marchés volontaires ou les bourses, la définition du prix relève d'une enchère en continu, ce qui permettrait des offres en provenance d'autres systèmes. Il autorise dans ce cas les offres croisées entre systèmes pendant les cotations et rend possible l'intégration de la définition des ordres de mérites.

Le quatrième obstacle est constitué par **les différences dans la standardisation des transactions**, même entre deux marchés organisés de même nature, différences qui peuvent empêcher les transactions entre eux deux. C'est le cas des règles de déclarations horaires (offres par demi-heure ici, offres par heure là) et pour les interfaces entre marchés organisés et exploitation technique des réseaux : existence ici d'une possibilité de reprogrammation journalière à partir d'un marché intra-journalier des écarts, absence là où les ajustements techniques sont définis sur la base des déclarations sur les marché journalier²⁶. A un niveau moindre, les différences de traitement des écarts et de définition des réserves ou d'autres services auxiliaires empêchent les échanges de ces services sur une base marchande.

3.3. Concentration ou homogénéisation des marchés organisés

La suppression des barrières transactionnelles entre marchés organisés est une condition de leur intégration progressive. L'émergence d'un modèle *multi-hubs* nécessitera une certaine homogénéisation de leurs règles. Une autre voie est la concentration d'un marché en un seul par extension ou fusion quand les circonstances politiques ou les conditions économiques entraînent l'élimination de certaines bourses, ou permet la centralisation autour d'un seul dispositif dans un espace inter-systèmes. Dans le cas scandinave, l'intégration s'est effectuée par extension du marché norvégien vers la Suède et fusion vers la Finlande. Le caractère de marché volontaire du dispositif, ainsi que la similitude des structures industrielles ont facilité cette extension. Mais, que ce soit dans le cas d'une intégration en *multi-hubs* ou par

²⁵ Dans le pool britannique, les prix complets ne sont connus par les producteurs que plusieurs jours après la date de réalisation des transactions physiques, au moment du règlement.

²⁶ On trouve un cas intéressant de ce type de problème dans le Nord-Est des Etats-Unis où trois opérateurs de système gérant des marchés obligatoires, PJM, New York, New England, examinent comment supprimer les "coutures" dans le patchwork de marchés électriques de la zone (Stavros, 2000). Un des marchés (PJM) n'a pas de marché d'équilibrage ; l'ISO procède de façon non révisable à la programmation des productions pour couvrir les obligations techniques vis-à-vis des autres zones de contrôle en tenant compte des contrats d'exportation dont l'ISO est informé, ainsi que pour maintenir une réserve acceptable sur la base des valeurs de la préprogrammation. L'autre marché (New York) a un marché d'équilibrage clos une heure à l'avance, et l'ISO effectue une reprogrammation à partir de la préprogrammation issue des enchères journalières. Il procède donc à des révisions qui ont pour effet d'affecter les transactions d'importations en période congestion, alors que ces transactions faisaient partie de la programmation du premier ISO et des ajustements associés. Pour gérer cette externalité sans bouleverser l'architecture de chaque marché, la solution serait que le second ISO considère les transactions obligées d'unités peu flexibles (*must run*).

concentration en un marché journalier unique, l'intégration des marchés n'implique pas une harmonisation complète des interfaces marchés-équilibrages techniques entre pays.

- *La sélection des bourses électriques*

Les bourses privées vont se livrer à une concurrence entre elles, notamment par l'attractivité des instruments qu'elles proposent et par la recherche d'appui auprès des gros opérateurs. Certaines disparaîtront, car, pour vivre, elles doivent atteindre un niveau minimal d'activité grâce à une liquidité élevée permise par un nombre suffisant d'opérateurs et une taille de marché significative afin d'atteindre à la rentabilité²⁷. L'émergence des deux bourses allemandes (EEX et LPX) en 2000 a déjà eu pour effet de dissuader la création d'une bourse électrique en Suisse et de limiter le champ d'activités de l'APX d'Amsterdam dans son extension vers l'Allemagne. Des sorties sont à attendre dans les prochaines années. La sélection ne s'opérera pas sur cette base pour les marchés organisés gérés par un pool et sous supervision étroite des instances de réglementation sectorielle qui craindront de ne pas pouvoir maintenir leur surveillance si le marché couvre d'autres pays. Si concentration il y a entre de tels marchés organisés, elle s'opérera par choix commun des autorités réglementaires et des acteurs industriels principaux d'une zone.

Ceci dit, il est difficile, dans les mouvements futurs, d'anticiper comment s'opèrera le rapprochement des marchés organisés sur l'électricité physique. Les apprentissages de ces nouvelles institutions sont en cours. Le concept de marchés obligatoires est appliqué en Espagne et en Italie avec beaucoup plus de souplesse qu'il y a dix ans en Angleterre. Le développement actuel des bourses privées en Allemagne et dans le nouveau dispositif anglais va lui-même au-delà de la décentralisation du Nord Pool. Mais il est encore difficile d'anticiper la place que pourront occuper les systèmes de petites bourses électroniques qui accompagneront le développement du commerce électronique si l'interface avec la régulation technique des systèmes n'est pas assurée, ou bien si, structurée par un marché infra-journalier des ajustements, cette interface est le lieu d'importants échanges non optimaux à des fins spéculatives, comme c'est le cas en Californie (Joskow, 2000).

- *Les limites des exigences d'homogénéisation des règles*

L'intégration des marchés de court terme peut être organisée sans que toutes les différences entre règles de marché soient effacées, comme le montre le cas réussi du marché unifié nordique. La priorité a été mise sur l'installation d'un marché journalier (Elsport) et d'un marché à terme (Eltermin) efficaces, gérés par Nord Pool, filiale boursière des sociétés de transport, sans que l'unification de toutes les règles de marché ait été recherchée coûte que coûte.

- Les gestionnaires de réseau n'ont pas été fusionnés, et les règles d'exploitation pas totalement unifiées.
- La tarification du transport n'a pas été unifiée, mais seulement rapprochée pour ne pas présenter de différences significatives depuis la frontière Norvège-Suède. Les deux pays qui ont une tarification nodale simplifiée se référant aux pertes marginales n'en ont pas moins des modes spécifiques de différenciation régionale

²⁷ Il est indispensable, pour qu'une bourse réussisse, qu'elle comptabilise le maximum de transactions en ayant un marché dérivé actif, car c'est là qu'elles sont les plus nombreuses. Pour ce faire, il faut que son marché spot soit crédible en générant un prix pas trop éloigné de celui des contrats bilatéraux et dont la volatilité est limitée grâce à une liquidité satisfaisante.

(prix nodal en Norvège, différenciation en fonction de la distance au centre de gravité des consommations en Suède).

- La fourniture du service de réserves pour les écarts est organisée par deux marchés propres à chaque zone (avec la particularité d'une extension du marché finlandais des écarts Elbas à la Suède en 1999).
- Le traitement des congestions internes demeure différent : en Norvège, une différenciation des prix instantanés en trois zones traduisant les rééquilibrages offre-demande par zone sur la base des offres sur le marché Elspot, en Suède un rééquilibrage sans effet sur les prix régionaux internes par mutualisation des compensations de coût internes par le gestionnaire de système.
- Les services auxiliaires n'ont pas été homogénéisés dans leur définition et il n'y a pas d'échanges marchands de ces services entre les pays.

Ces différences sont considérées par certains comme ayant des effets mineurs sur la concurrence, car restant bien en-deçà des effets des différences de fiscalité (Tennbakk, 2000). L'important est que le prix du marché spot soit de haute qualité pour être utilisé comme référence dans les contrats financiers à terme, et que l'intégration des marchés spot et à terme soit effective et assure une liquidité satisfaisante ainsi qu'un degré suffisant d'intensité concurrentielle, comme l'ensemble des analystes le considère²⁸. Cet exemple montre que l'existence d'un marché organisé unique est possible en maintenant une certaine hétérogénéité des règles secondaires, mais sous certaines conditions, notamment que ces différences ne conduisent pas à créer des pouvoirs de marché sur les marchés secondaires.

3.4. Congestion temporaire et rétrécissement géographique des marchés

L'intégration d'un marché régional, que manifesterait l'existence d'un marché *multi-hub* bien intégré ou d'un marché journalier unique, est nécessairement perturbée par la manifestation temporaire de contraintes de congestion résultant de différents facteurs : pointe de demande, différenciation saisonnière des coûts marginaux de production, disponibilité de ressources²⁹. Les interconnexions existantes n'ont pas été conçues pour gérer des situations de réseau très fluctuantes sous l'effet des échanges marchands, les capacités techniques bien dimensionnées pour des échanges coopératifs de long terme pouvant s'avérer insuffisantes en régime concurrentiel. Les marchés se séparent temporairement pendant des périodes plus ou moins longues. Les prix d'équilibre de court terme dans chaque système se forment alors en fonction des offres et des demandes locales. S'il y a une bourse commune à plusieurs systèmes, c'est elle qui détermine les prix locaux à partir de la séparation des offres et des demandes par systèmes, comme c'est le cas entre les pays nordiques.

Dans une situation de différences marquées entre parcs électriques, des changements significatifs de disponibilité ou de prix d'une ressource (les apports en ressource hydraulique, d'éventuelles difficultés d'exploitation d'équipements nucléaires, les fluctuations du marché du gaz par exemple) peuvent créer ainsi des incitations à des échanges qui excèdent la capacité des interconnexions. Par exemple une hydraulité forte en Norvège peut entraîner une saturation de la capacité d'échanges entre la Norvège et la Suède, comme une hydraulité

²⁸ Pour une analyse approfondie du Nord Pool, voir Hjalmarsson, Middtun et Svindland (1999)

²⁹ Une étude statistique fouillée de la dispersion temporelle des prix locaux de gros sur le marché ouest-américain a montré quand et comment le marché géographique se rétrécit sous l'effet des pointes saisonnières, de la disponibilité périodique d'énergie hydraulique du Nord-Ouest, des incidents et des congestions temporaires (Bailey, 1998).

très faible le fait en sens inverse ; ainsi, en 1998, pour cette raison, les prix ont été différents pendant 60 % du temps entre les deux pays en raison de la séparation des marchés (Amundsen et al., 1999).

La possibilité de changements épisodiques des marchés géographiques nécessite de nuancer notablement l'hypothèse de dilution du pouvoir de marché d'entreprises dominantes par l'intégration des marchés nationaux, là où des congestions peuvent régulièrement et durablement se faire jour sur les interconnexions. D'une part les acteurs dominants peuvent être tentés de provoquer des congestions temporaires par des sous-utilisations ou des sous-déclarations de capacité sur les marchés, comme des analystes du marché scandinave ont pu le déceler ces dernières années dans certaines situations (Amundsen et Bergman, 2000). D'autre part, pendant les périodes de rétrécissement géographique, un producteur qui, par exemple, n'avait que 20 % de parts de marché sur l'espace régional intégré se retrouve avec une part supérieure à 50 % sur son marché national. Ce problème amène à mettre en question le présupposé de neutralité des structures industrielles selon lequel celles-ci ne posent plus problème dès lors que les infrastructures techniques et transactionnelles assurent la fluidité des échanges de court terme pendant une majorité d'heures.

D'ailleurs, comme l'ont montré Borenstein et Bushnell (2000), même avec un nombre relativement grand de fournisseurs dans un marché régional techniquement bien intégré, l'exercice de pouvoir de marché reste aussi un problème potentiel sous certaines conditions d'offre (congestion) et de demande (pointe), parce que la demande d'électricité de gros reste très inélastique du côté des revendeurs dès lors que la grande majorité de leurs clients choisissent des contrats d'achat à prix stables. On peut généraliser ce résultat aux situations où les surcapacités existant actuellement dans la majorité des systèmes électriques d'Europe auront disparu, ce qui pourrait survenir rapidement dans certains pays où la fermeture d'importantes capacités d'équipement par les grands producteurs est annoncée, comme c'est le cas en Allemagne.

4. Conclusion

A la question centrale: "existera-t-il demain, en Europe, un marché électrique réellement intégré, transparent et concurrentiel ?", une réponse peut déjà être donnée sur les conditions de coordination et d'unification des infrastructures techniques et commerciales nécessaires aux transactions de gros.

La dynamique institutionnelle créée par les réformes de transposition a permis d'avancer significativement au niveau de la coordination des infrastructures techniques par des solutions évitant l'unification des gestionnaires de réseau, qui aurait été la solution idéale, mais qui est impossible à atteindre. Elle conduit aussi à l'adoption de règles idéales d'accès aux réseaux pour l'intégration des marchés, à savoir l'accès réglementé, le demi timbre-poste, l'absence de charges de transit transfrontalier. Restent des problèmes à résoudre: la séparation radicale des GRT et des entreprises verticales, la définition de règles efficaces d'attribution de droits d'accès aux capacités d'interconnexion et la mise en place d'incitations au développement de celles-ci, en particulier entre les marchés périphériques et le marché continental.

La situation est moins claire et son évolution plus difficile à anticiper pour les infrastructures transactionnelles. Trop de différences de conception des marchés organisés nuisent à une

vaste communication entre eux par les arbitrages des opérateurs, une des difficultés venant des exigences d'articulation de ces marchés et de la régulation technique des systèmes. Faute du choix d'une intégration complète des marchés organisés comme dans les pays nordiques, la jeunesse de ces dispositifs nécessitera une période d'apprentissage avant qu'une sélection s'opère entre eux, à moins que la Commission Européenne reçoive mandat d'impulser une mise en ordre des bourses électriques. Ce pourrait être le cas si le commerce en ligne d'électricité vient modifier rapidement les formes de commercialisation d'électricité, le rôle des bourses électroniques et les conditions d'échanges de court terme entre pays.

La nouvelle directive européenne en préparation devrait permettre après son adoption en 2001 de corriger certaines des imperfections actuelles sur les conditions directes d'échanges d'électricité³⁰. Restent les problèmes posés par les barrières à l'entrée inhérentes aux structures industrielles, qui n'ont pas été traités ici. Jusqu'où les évolutions positives sur l'intégration des infrastructures transactionnelles et techniques qui ont été analysées sont suffisantes pour garantir la contestabilité des marchés nationaux et assurer une pression concurrentielle effective? Pourra-t-on aussi se passer, comme c'est le cas jusqu'ici, d'une autorité de réglementation européenne pour surveiller les conditions d'échanges concurrentiels et contenir les effets de l'hétérogénéité des structures industrielles entre pays ?

³⁰ La future directive portera sur cinq points : l'installation d'un organisme consultatif sur la coordination des infrastructures, le renforcement de la séparation entre production et transport, l'imposition de l'accès des tiers réglementé, l'harmonisation des règles et tarifs des échanges trans-frontières, et l'élargissement du champ de l'éligibilité en deux étapes d'ici 2006 à tous les consommateurs.

Bibliographie

- Amundsen E. et Bergman L., (2000), "Will cross ownership reestablish market power in the Nordic power market ?", Communication à l'European IAEE Energy Conference 2000 "Towards an Integrated European Energy Market ?" Bergen, Norvège, septembre 2000.
- Amundsen E., Bergman L., et Andersson B. (1999), "Trade and market power on the Northern European Market for electricity", IAEE International Conference on *New equilibria in the energy markets : the role of new regions and areas*, Rome, 9-12 juin.
- Bailey E.M. (1998), *The geographic expanse of the market for wholesale electricity*, MIT, CEEPR, (Cahier n° 98-003 WP), février.
- Baumol W., Panzar J. et Willig R. (1982), *Contestable market and the Theory of Industry Structure*, New York, Harcourt.
- Bergman L., Brunekreeft G., Doyle C. et al. (1999), *A European Market for Electricity ? Monitoring European deregulation 2*, Londres, Center for Economic Policy Research.
- Bergman L., Von der Fehr H.H. (1999), "The Nordic experience : diluting market power by integrating markets", in : Bergman L., dir., *A European Market for Electricity ?*, op. cit.
- Bergougnoux J., prés.(2000), "Le secteur électrique", in : *Les services publics en réseau*, Rapport au Commissariat Général du Plan, Paris : La Documentation Française.
- Bohn R., Caramanis M., et Schweppe F. (1984), "Optimal pricing in electrical networks over space and time", *Rand Journal of Economics*, vol. 15, n° 3.
- Borenstein S. et Bushnell J. (2000) "Understanding competitive pricing and market power in wholesale market" *The Electricity Journal*, vol. 13, n° 9.
- Carmona F., et de Fouchécour L. (2000), *Rapport sur le mécanisme d'ajustement des flux électriques par le GRT et sur la création en France d'un marché de l'électricité* (Rapport à la Commission de Régulation de l'Electricité), Paris : CRE.
- Champsaur P., dir. (2000), *Rapport du Groupe d'expertise économique sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité et sur la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles*, Paris : Ministère de l'Industrie.
- Chao, H.P. et Peck S. (1996) "A market mechanism for electric power transmission ", *Utilities Policy*, vol. 10, n° 1, p. 25-59.
- Dang-Nguyen G. et Phan D., (2000), *Economie des télécommunications et de l'Internet*, Paris, Economica
- De Vany A. et Walls W.D., (1993), Pipeline access and market integration in the national gas industry : evidence from co-integration tests", *The Energy Journal*, vol 14, n°4.
- Dupoux D. (1999), "Power exchanges: from fantasy to reality", *Power Economics*, October.
- ETSO (2000), *ETSO proposal for 2001 implementation of cross-border tariffs*.
- European Commission (1999), *Second report to the Council and European Parliament on Harmonisation Requirements Directive 96/92/EC concerning common rules for the Internal Market in electricity*, Bruxelles : European Commission.
- Finon D. (1997), "La concurrence dans les industries électriques : l'efficacité aux prix de la complexité transactionnelle et réglementaire ?", *Economie et Sociétés* (série EN), n° 5-6, p. 13-46.
- Glachant J.M., dir. (2000), *Les réformes de l'industrie électrique en Europe*, Paris : La Documentation Française, juin, (Rapport au Commissariat général du Plan).
- Glachant J.M. et Finon D., "Why the European Union's electricity industries continue to differ?", in C. Ménard, ed., *Institutions, Contracts and Organizations*, Londres, Edward Elgar, 2000, p.432-456.
- Green, R. (1997), "Electricity transmission pricing : an international comparison", *Utilities Policy*, vol. 6, n° 3, p. 177-184.
- Haubrich H.J., Fritz W. et Vennegeerts H. (1999), *Study on cross-border electricity transmission tariffs*, Aachen University of Technology, Institute of Power Systems.

- Hjalmarsson L., Middtun A., Svindland E. (1999), *Nord Pool : Issues and Dilemmas*, Göteborg : School of Economics and Commercial Law.
- Hogan W. (1998), "Getting the prices right in PJM : what the data teaches us", *The Electricity Journal*, 7 août, n° 11, p. 61.
- Hogan W. (1999), "The RTO NOPR : no mandate, but a plan that works", *Public Utilities Fortnightly*, July 1, p. 18-23.
- Hogan W. (1993), "Market in real networks requires reactive prices", *The Energy Journal*, Vol.14, n°3, p. 171-200.
- Joskow P. (1997), "Restructuring, Competition and Regulatory reform in the US electricity sector", *Journal of Economic Perspectives*, vol. II, n° 3, p. 119-138.
- Joskow P. (2000), *Deregulation and regulatory reform in the U.S. Electric Power Sector*, Boston : MIT-CEEPR, (Working Paper n° 2000-003 WP).
- Kahn E. (1997), *Binding constraints on electricity restructuring : an inventory*, San Francisco : NERA.
- Massey W.L. (1999), "Policy on Regional Transmissions Organisations : five pitfalls FERC must avoid", *The Electricity Journal*, March.
- Schweppe F., et al. (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Boston London : Kluwer Academic Pub.
- Stavros R. (2000), "Transmission 2000 : can ISOs iron on the seams ?", *Public Utilities Fortnightly*, mai.
- Tait B. (1999), "European Cross-Border Trading", *Power Economics*, July.
- Tait B. (1999), *European Power Trading*, Londres : Financial Times Energy.
- Tennbakh B. (2000), "Power trade and competition in Northern Europe", *Energy Policy*, vol. 28, n° 12, p. 857-866.
- UCTE (1999), *Rapport annuel*.
- Williamson O. (1996), *The Mechanisms of Governance*, Oxford : Oxford University Press.
- Wilson R.B. (1998), "Design principles", in Chao H.P. et Huntington H.G., eds, *Designing competitive electricity markets*, Kluwer Academic Publish.

Les Cahiers de Recherche de l'IEPE

Cahier 24	FINON D.- L'intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional, 26 p.
Cahier 23	DESTAIS G., GILLOT-CHAPPAZ A.- <i>La productivité revisitée</i> , juin 2000, 30 p.
Cahier 22	DAMIAN M. et GRAZ J.-C.- Commerce international et développement soutenable : les grands paradigmes, sept. 2000, 31 p.
Cahier 21	CAVARD D., CORNUT P., MENANTEAU P.- Les pays en développement et la prévention du risque climatique : Quelles perspectives pour le mécanisme de développement propre ?, oct. 2000, 21 p.
Cahier 20	NOEL P.- La constitutionalisation du régime juridique international des investissements pétroliers et la (re)construction du marché mondial, sept. 2000, 54 p.
Cahier 19	LOCATELLI C.- Les conditions de transposition des institutions de marché dans les économies en transition (Russie) : le cas de l'énergie, juil. 2000, 21 p.
Cahier 18	CRIQUI P., VIGUIER L.- Régulation des marchés de droits d'émission négociables pour le CO ₂ : une proposition de plafonds pour les quantités et pour les prix, janv. 2000, 20 p.
Cahier 18 bis	CRIQUI P., VIGUIER L.- Trading rules for CO ₂ emission permits systems : a proposal for ceilings on quantities and prices, fév. 2000, 20 p.
Cahier 17	FINON D.- Règles d'ouverture de marché et potentialités de déstabilisation d'une industrie électrique intégrée en économie ouverte. Scénarios institutionnels d'évolution de l'industrie électrique française, août 1999, août 1999, 33 p.
Cahier 16	LOCATELLI C.- La mutation de l'industrie pétrolière russe : vers l'émergence d'entreprises à l'occidentale ?, janv. 1999, 29 p.
Cahier 16 bis	LOCATELLI C.- The Russian oil industry restructuration : towards the emergence of western type enterprises ?, janv. 1999, 24 p.
Cahier 15	MENANTEAU P.- Apprentissage de la diversité et compétition entre options technologiques pour la production d'électricité photovoltaïque, avril 1998, 21 p.
Cahier 14	BLANCHARD O., CRIQUI P., TROMMETTER M., VIGUIER L.- Différenciation, équité internationale et efficacité dans la lutte contre le changement climatique global.- mai 1998, 33 p. (CR-98-14).- (Communication aux Journées AFSE 1998 sur l'Economie de l'environnement et des ressources naturelles, Toulouse, 11-12 mai 1998.)
Cahier 13	CRIQUI P., KOUVARITAKIS N.- Les coûts pour le secteur énergétique de la réduction des émissions de CO ₂ : une évaluation internationale avec le modèle POLES, oct. 1997, 21 p.
Cahier 12	FINON D.- La concurrence dans les industries électriques : l'efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire ?, mars 1997, 25 p.
Cahier 11	LOCATELLI C.- Transition économique et 'résilience' organisationnelle : les enseignements de l'industrie du gaz en Russie, fév. 1997, 30 p.

Cahier 10	NOEL P.- Puissance structurelle et dynamique de l'économie politique mondiale : la scène pétrolière depuis 1980, nov. 1996, 32 p.
Cahier 9	BOURGEOIS B.- Les bifurcations de trajectoires technologiques dans les industries de process : le cas de l'industrie du raffinage dans les décennies quatre-vingt et quatre-vingt-dix, juin 1996, 25 p.
Cahier 8	DE LA VEGA NAVARRO A.- L'analyse des dynamiques du secteur pétrolier dans le développement économique du Mexique : fondements d'une problématique institutionnaliste, mai 1996, 32 p.
Cahier 7	FINON D. et collab.: LAMORT F., QUAST O., SONG K.- La dynamique d'organisation des industries de réseaux énergétiques : l'approche des apports de la Nouvelle Economie Institutionnelle, mai 1996, 47 p.
Cahier 6	MARTIN J.M.- Le changement technologique dans le domaine de l'énergie : dimension systémique et rôle des anticipations, mai 1996, 25 p.
Cahier 5	LEFEBVRE H. ; MENANTEAU P.- Rupture d'une situation de lock-in et introduction de la variété dans le secteur de l'éclairage, mai 1996, 27 p.
Cahier 4	MARTIN P.E.- The external costs of electricity generation : lessons of the US experience, mai 1995, 25 p.
Cahier 3	ISLAS SAMPERIO J.- Le contournement du "lock-in" établi dans les systèmes de production électrique : le cas de la turbine à gaz, avril 1995, 33 p.
Cahier 2	CRIQUI P., FINON D.- De l'écotaxe à l'harmonisation internationale des prix de l'énergie : un dépassement possible du conflit producteurs-consommateurs autour du partage de la rente.- Colloque ministère de l'Environnement, Ademe, CNRS sur Les recherches françaises en économie et sciences sociales sur l'effet de serre : bilan et perspectives, Paris, 12-14 avril 1995, 33 p. + annexes.
Cahier 1	LOCATELLI C.- La réorganisation de l'industrie des hydrocarbures russes : une mise en perspective, nov. 1994, 30 p.
Cahier 1 bis	LOCATELLI C.- The reorganization of the Russian hydrocarbons industry : an overview, nov. 1994, 27 p.

Les Cahiers sont disponibles en texte intégral sur le site internet de l'IEPE, à partir de 1996 :

<http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/Publications/cahiers.html>