

REFGOV

Reflexive Governance in the Public Interest

Institutional Frames of Markets

La difficile ‘commoditisation’ de l’électricité à l’échelle européenne.

ADIS – University of Paris Sud XI (France)

Working paper series : REFGOV-IFM-2

Annexe 1: La difficile 'commoditisation' de l'électricité à l'échelle européenne

**Université de Paris Sud XI - ADIS –
Groupe Réseaux Jean Monnet**

Résumé

Oui l'électricité est une commodité (« commodity »), ce qui devrait faciliter son échange par des mécanismes concurrentiels. Mais cette « commoditisation » n'intervient qu'après qu'on ait réussi à combiner plusieurs caractéristiques techniques de ce produit, notamment ses dimensions spatio-temporelles. La « commoditisation » n'est donc pas « gagnée d'avance » et en tous lieux.

En fait le service de transport ne « transporte » pas une marchandise préexistante, bien qu'il matérialise certaines de ses caractéristiques utiles. On n'a pas affaire dans cette industrie à un marché de gros qui ferait livrer ses échanges par le transport, mais à une chaîne de marchés interdépendants qui co-produisent des dimensions complémentaires du même bien.

De plus, le mécanisme concurrentiel sur les marchés centraux de cette chaîne peut présenter de fortes rigidités, notamment dans les périodes d'insuffisance d'offre ou d'excès d'offre. Dans ces circonstances, une des tendances naturelles des industriels de l'électricité est de former des regroupements verticaux ou horizontaux de nature oligopolistique.

Ainsi, la logique des transactions électriques exige que toutes les autorités coopèrent en profondeur à l'échelle européenne (gouvernements, Commission, Autorités de concurrence, régulateurs, et GRT) pour entretenir à long terme les fondations d'un marché unique raisonnablement concurrentiel. En l'absence d'une coopération suffisante dans cette mise en oeuvre, les bénéfices économiques réels de l'ouverture européenne des marchés pour ce produit deviennent beaucoup plus aléatoires.

Plus de quinze années après le début des réformes électriques concurrentielles (l'*Electricity Act* britannique date de 1989 et la loi norvégienne de 1990), les nouveaux marchés électriques ne sont pas encore banalisésⁱ, malgré plusieurs vagues successives dans les années 1990 (Suède et Finlande ; Californie, Texas et PJM ; Allemagne et Espagne, puis Italie et France ; etc.ⁱⁱ) et deux directives européennes « *marché intérieur* ». Ces nombreuses années d'expériences et de débats n'ont pas définitivement réglé la questionⁱⁱⁱ, ni arrêté toutes les réflexions^{iv}.

Il y a un peu plus de dix ans, dans la *Revue des Affaires européennes*, le commissaire à la concurrence, Karel van Miert, suggérait que la construction du marché unique européen dans les industries des « services publics » procéderait par déséquilibres successifs se corrigeant l'un l'autre, mais avançant toujours vers plus d'achèvement du marché intérieur^v. Les soubresauts actuels de la scène électrique pourraient donc n'être qu'une manifestation de bonne santé d'une réforme européenne qui commence à « mordre sa cible », trop lentement au goût des uns mais déjà trop rapidement pour d'autres. Ceci est peut être vrai. Mais une autre hypothèse est que la réforme électrique européenne a déjà atteint le point où l'on

doit « réformer la réforme »^{vi}, si l'on veut la poursuivre en tenant compte de ce que nous avons vu et appris au cours de ces quinze dernières années.

Nous constaterons tout d'abord (1^e partie) que l'électricité est une *commodity* (*commodity*). Ce qui devrait faciliter son échange par des mécanismes concurrentiels. Mais que cette « *commoditization* » n'intervient qu'après avoir réussi à dominer plusieurs caractéristiques techniques utiles de ce produit, notamment ses dimensions spatio-temporelles. La « *commoditization* » n'est donc pas « gagnée d'avance » et en tous lieux.

Nous verrons ensuite (2^e partie) que le service de transport ne « transporte » pas une marchandise préexistante, bien qu'il matérialise certaines de ses caractéristiques utiles. Au bout du compte, on n'a donc pas affaire à un marché de gros d'électricité qui ferait livrer ses échanges par le transport, mais à une chaîne de marchés interdépendants qui co-produisent des dimensions complémentaires du même bien. D'autre part (3^e partie), le mécanisme concurrentiel sur les marchés centraux de cette chaîne peut présenter de fortes rigidités, notamment dans les périodes d'insuffisance d'offre ou d'excès d'offre.

Dans ces circonstances, une des tendances naturelles des industriels de l'électricité est de former des regroupements verticaux ou horizontaux de nature oligopolistique (4^e partie). Ce qui amène à se demander (5^e partie) si et comment on pourrait arriver à un marché européen réellement concurrentiel pour ce produit ?

[I] Le kWh en tant que « *commodité* »

L'électricité est typiquement une « *commodité* », puisqu'il s'agit d'un produit de base, d'une grande homogénéité technique, difficile à différencier par des caractéristiques d'usage ou de marque. Comme tous les ingénieurs le savent, l'électricité n'est pas un produit « naturel », comme le gaz ou le pétrole, qui devrait être normalisé *ex post* par un procédé d'homogénéisation. Au contraire, l'électricité est d'emblée un produit industriel défini strictement par de nombreuses normes techniques. Cette normalisation industrielle et technique garantit l'homogénéité du produit, et devrait faciliter son échange par des mécanismes concurrentiels, puisqu'un produit de base uniforme se prête facilement au commerce de gros, en particulier à la cotation par des bourses de matières premières.

Cependant l'acquisition de cette caractéristique de *commodité* (exprimable en *anglais* par le terme de « *commoditisation* ») n'intervient que si le produit est livrable en tous points et à toutes échéances en respectant les termes de l'échange passé à l'avance (*ex ante*) sur le marché de gros. Or c'est ce « saut » dans l'espace et dans le temps qui bute sur des écueils réels. En pratique les caractéristiques spatio-temporelles du courant électrique sont assez fortes, avec la non stockabilité dans des conditions économiques et les lois de Kirchhoff, pour pouvoir faire échec ici et là, et de manière aléatoire, à la substituabilité entre des fournitures distinctes. Même après que ces fournitures aient été traitées commercialement comme équivalentes sur le marché de gros *ex ante*. Cette différenciation spatio-temporelle des fournitures fragmente alors la *commodité* électricité en différents produits non

substituables qui devraient en principe relever d'autant de marchés distincts, comme le croissant ou la baguette parisienne du lundi matin et ceux du mardi matin, ou le *schwarzbrot* de la ville allemande de Heidelberg (qui se conserve quand même plus de 24 heures : nous pouvons tous en ramener à Bruxelles ou à Paris...).

En pratique, les marchés de gros d'électricité opèrent donc comme des marchés à terme (*forward*^{vii}) ; où l'on échange des promesses commerciales et financières qui garantissent un niveau de prix sur une certaine grandeur physique, mais où l'on n'échange pas le produit physique correspondant. Même les bourses d'électricité (*Power Exchange : PX*) ne traitent que de produits à venir dans 24 heures (*Day Ahead*), et dont l'homogénéité est supposée mais non garantie. Il arrive bien sûr que cette homogénéité ne soit pas mise en échec par le procédé de « livraison » des produits électriques vendus *ex ante*. Mais c'est souvent parce que cette homogénéité a été garantie par un tiers, extérieur aux échanges du marché de gros, qui est le transporteur – opérateur du système (le GRT, *the TSO*).

Cette homogénéité « à éclipses » de l'électricité est un vrai problème pour son traitement par un marché standard de « commodités ». Les marchés peuvent bien sûr traiter une très grande variété de produits différents, même aussi peu homogènes que des voitures d'occasion, des œuvres d'art, des acteurs de cinéma, des joueurs de football ou des avocats. Mais les marchés ne peuvent pas traiter tous ces produits comme des « commodités », et doivent alors recourir à d'autres mécanismes concurrentiels que ceux des marchés de commodités^{viii}.

[III] Le respect des « contraintes physiques » et la notion de « chaîne de marchés »

On peut se satisfaire en première approximation de l'image d'un service de transport prenant en charge un produit aux bornes des centrales pour le livrer ensuite à des réseaux de distribution à domicile. Cependant cette approximation est trompeuse. La marchandise « transportée » ne préexiste pas à son transport et ne lui survit pas non plus. Génération, transport et consommation d'électricité sont à peu près simultanés. En pratique, l'équilibre Offre / Demande qui a été réalisé sur le marché de gros de l'électricité n'a donc qu'un caractère préparatoire : il prépare le travail d'équilibrage en dégrossissant la marge opérationnelle dans laquelle l'équilibre réel prendra place. Mais l'équilibrage réel ne sera effectué qu'en « temps réel », et sous la responsabilité d'une autorité de contrôle qui n'a pas pris part aux échanges du marché de gros (le GRT).

La spécificité des processus économiques sous forte contrainte temporelle a été identifiée dans l'industrie automobile japonaise par les ingénieurs américains du MIT dans les années 1980. Connue sous l'expression de « *production en juste à temps* »^{ix} elle a été théorisée par un économiste japonais de Stanford à la fin des années 1980^x. Les ingénieurs et les économistes ont identifié plusieurs clefs de la réussite de tels processus, notamment le graphe des flux de pièces et de tâches entre participants, l'articulation logique entre la structure d'information (qui a fait quoi, quand et avec qui ?) et la nature des incitations (fonctions individuelles ou collectives

de récompense et de punition) liant les participants, ainsi que l'allocation des pouvoirs de décisions entre eux.

D'un point de vue économique, la difficulté organisationnelle principale d'un tel système est que les résultats, bons ou mauvais, demeurent collectifs. Ce caractère collectif correspond à ce que les économistes appellent des « externalités économiques ». En effet, la présence « d'externalités économiques » rend difficile l'utilisation du mécanisme des prix de marché pour guider l'offre et la demande, pour inciter à l'effort individuel et pour répartir les fruits de l'effort. Une des solutions nouvelles proposées par les économistes à ce genre de problème a été, dès le début des années 1970, de recourir à une autorité de contrôle qui articule une structure d'information sur les contributions individuelles aux résultats collectifs avec un mécanisme d'incitation *ad hoc* et une réallocation des pouvoirs de décision^{xi}.

L'institution analogue dans le domaine du transport d'électricité est « l'opérateur du système ». Cette autorité combine la collecte d'information sur l'état du réseau, des injections, des soutirages et des flux dans sa zone de contrôle, avec un pouvoir de décision à court terme sur des variables opérationnelles. L'opérateur du système a autorité sur les grandes poches d'externalités du réseau que sont l'entretien collectif de la « qualité » du courant électrique (tenue de fréquence et de tension) et le respect collectif des contraintes de réseau (gestion des congestions). Il a également autorité sur le mécanisme de gestion de l'équilibre Production / Consommation en temps réel (le mécanisme d'ajustement).

Empiriquement et logiquement, le service rendu aux consommateurs d'électricité est donc co-produit par les générateurs et par l'opérateur du système. Les tâches de l'opérateur du système qui correspondent à cette fonction de co-production, et qui forment la base du « pilotage des flux »^{xii} sur le réseau de transport, sont principalement la gestion des congestions, la gestion des réserves et l'équilibrage. Ces trois services sont complémentaires de la génération de l'électricité et aussi indispensables qu'elle au bien-être des consommateurs. Dans la mesure où les réformes électriques concurrentielles amènent les opérateurs de système à recourir eux aussi à des marchés pour fournir ces services complémentaires, il se forme une chaîne continue de marchés interdépendants pour l'approvisionnement final des consommateurs d'électricité.

Dans cette chaîne d'interdépendances, le marché d'ajustement (ou « d'équilibrage ») peut plus facilement identifier ses bénéficiaires et individualiser le paiement de ses services entre utilisateurs du réseau, grâce au traitement des programmes et comptages d'injection et de soutirage. D'autre part, le marché des réserves, qui rend un service d'assurance de nature collective, peut, pour cette raison, être financé par un tarif de type Timbre Poste.

Mais il faut aussi opérer le traitement des congestions. C'est cette opération qui présente les externalités les plus difficiles à traiter économiquement. En pratique on doit modifier les équilibres en volume et en prix que le marché de gros a opéré *ex ante* (avant identification des contraintes de congestion). Cette modification peut être opérée en réalisant des transactions nouvelles, qui n'ont pas été retenues *ex ante* sur les marchés de gros, mais qui seront quand même réalisables à l'échéance du temps réel. Ou bien, on peut demander aux marchés de gros de réaliser un tour

spécial de transactions particulières autour de signaux de congestion définis par les opérateurs des systèmes (les GRT), en coopération ou non avec les Bourses d'électricité. Enfin, si ce n'est pas encore fait, il faudra aussi répartir entre les acteurs du marché les avantages et les coûts de toutes ces modifications des transactions !

On constate ainsi, d'un point de vue économique, que le marché de gros *ex ante*, le traitement des congestions, les réserves et le mécanisme d'équilibrage traitent chacun séparément de transactions en puissance ou en énergie qui devront se superposer exactement à l'échéance du temps réel. Comment cette chaîne d'interdépendances peut-elle être organisée et gérée ? De très nombreuses variantes existent ou ont existé. Cependant, elles se placent toutes entre deux extrêmes qui sont, d'une part, une coordination centrale intégrée par un opérateur unique du réseau et des marchés (ancien modèle du Pool anglais ; modèle américain actuel de PJM), et, d'autre part, le recours à la « main invisible » d'une séquence décentralisée de marchés successifs ou parallèles (ancien modèle californien ; modèle texan) ^{xiii}.

Dans la première expérience de marché de gros concurrentiel, en Angleterre et Pays de Galles (1990-2001), cette chaîne d'interdépendances avait été comprimée en un seul mécanisme très centralisé, l'*Electricity Pool*, combinant à la fois un *Pool* obligatoire en J-1, la gestion des congestions, la gestion des réserves et de l'équilibrage à partir d'un seul *round* d'enchères des producteurs complété par un Timbre Poste à la charge des acheteurs (l'*Uplift*). Cette forte centralisation, associée à un mécanisme de Timbre Poste des acheteurs, a souvent été décriée comme responsable des manipulations des prix du marché de gros par les producteurs. Elle a été détruite par le gouvernement et le régulateur pour laisser place en 2001 au NETA (*New Electricity Trading Arrangement*) qui a éclaté la chaîne des interdépendances en deux maillons distincts. D'une part le marché de gros, essentiellement un marché bilatéral occupé par des producteurs verticalement intégrés (RWE, E.ON, EDF ; et deux écossais, SP et SSE) plus Centrica et le nucléaire British Energy, et d'autre part les marchés « techniques » de l'opérateur de système NGC.

En Californie, au contraire, un *design* de plusieurs marchés décentralisés avait été mis en place en 1998, avec une séparation complète entre le marché de gros en J-1 (le *CA. PX*) et le marché d'équilibrage de l'opérateur du système, avec constitution d'autres marchés pour les réserves et les congestions. Par contre, chez PJM (Pennsylvanie – New Jersey – Maryland), le nouveau « modèle américain » depuis l'échec californien, on a conservé des traits de centralisation de l'Angleterre. Notamment c'est l'opérateur du système qui gère à la fois le marché en J-1, le marché de *balancing*, les congestions et les réserves. Pour les congestions sur PJM, cette intervention importante de l'opérateur du système revient vers les acteurs du marché sous la forme de signaux de prix bien différenciés, qui donnent toutes les dix minutes la valeur économique des contraintes de réseau pour chacun des milliers de noeuds. C'est la « tarification nodale ».

En Scandinavie, la bourse Nord Pool, filiale commune de tous les transporteurs nordiques, gère à la fois le marché facultatif en J-1 et le mécanisme de gestion des congestions entre zones. En cas de congestion, des marchés de gros distincts se forment de part et d'autre des limites de zones. Les transporteurs allouent ainsi

l'accès à leurs interconnexions exclusivement sur la base d'enchères en énergie dans leur bourse commune, réalisant de cette manière la coordination nécessaire entre les équilibres volume /prix du marché de gros et ceux du traitement des congestions.

[III] Le mécanisme concurrentiel et les difficultés des marchés centraux

Bien que des mécanismes concurrentiels aient été implantés avec succès dans les secteurs électriques de très nombreux pays depuis près de quinze années, ces marchés restent souvent caractérisés par des difficultés importantes.

L'équilibre de long terme entre l'Offre et la Demande reste délicat à atteindre dans un contexte de décentralisation des décisions d'investissement, d'incertitude sur les débouchés et de longue durée de vie des équipements. On a déjà vu alterner des insuffisances d'offre et de véritables excès d'offre dans le nouveau cadre concurrentiel. Après quelques tensions locales sur les capacités (comme en Californie en 2000-2001), les USA ont connu une période de surcapacités globales (par ex. au Texas), au point que les consultants de CERA ont annoncé en 2004 une décennie de surcapacités... En Grande-Bretagne, la réforme a commencé avec des surcapacités importantes, épongées par des fermetures ou déclassements nombreux. Puis les vigoureux investissements concurrentiels en « Cycle Combiné au Gaz » du « *Dash for Gas* » ont mis 1/3 du parc à neuf en dix ans, mais en apportant des surcapacités nouvelles, nécessitant de nouvelles mises sous cocon.

D'autre part, comme l'ont montré deux crises, californienne (2000-2001) et anglaise (2001-2003), des déséquilibres Offre / Demande peuvent provoquer des variations importantes des prix de gros sans susciter d'adaptation rapide de la demande. Les rééquilibrages de court terme n'ont pas été facilement atteints, malgré des hausses des prix de gros de plusieurs centaines de % en Californie, et une baisse atteignant plus de 30 % en Angleterre au point de mettre en difficulté sérieuse deux des trois premiers producteurs britanniques (PowerGen, racheté « en urgence » par E.ON ; et British Energy qui a connu un état de quasi faillite avant d'être renfloué par le gouvernement).

[IV] Oligopole et réintégration verticale

Face à ces incertitudes (en volume et en prix), dans une industrie qui reste une industrie d'investissements lourds en capital fixe, le modèle de déintégration verticale entre production et ventes, et de déintégration horizontale entre petites unités de production ou de ventes, a reculé devant le modèle de réintégration verticale et horizontale^{xiv}.

En Grande-Bretagne, les producteurs les moins intégrés verticalement (British Energy et Power Gen) sont ceux qui ont le plus souffert du « désert des prix de gros », quand la rentabilité avait fui vers le marché de détail. D'autre part, les distributeurs régionaux indépendants (au nombre de 12 initialement en Grande-

Bretagne) et les petites *multi-utilities* régionales (United Utilities, Hyder, etc.) ont présenté des faiblesses de taille et d'approvisionnement en gros (« *sourcing* »), et se sont finalement concentrés horizontalement autour d'une demi-douzaine de plus gros opérateurs. La seule exception importante à ce tableau de très forte réintégration est le gazier Centrica, ancien monopole national historique du gaz britannique, devenu le leader des ventes d'électricité sur le marché de détail.

Aux USA aussi, le modèle californien de déintégration verticale par désinvestissement en production des opérateurs historiques et le modèle texan de ruée de nouveaux entrants dans la production indépendante (IPP) ont perdu leur attrait, pendant la nouvelle période baissière des marchés de gros (2002-2004). Et c'est la zone de PJM qui est devenue la nouvelle référence américaine, avec des opérateurs historiques toujours verticalement intégrés (production + ventes en gros et au détail + propriété des équipements de transport ; souvent aussi propriétaire et gestionnaire des réseaux de distribution).

De surcroît, l'espoir de faire naître une concurrence nouvelle en production à partir de la concurrence sur le marché de détail n'a pas abouti, dans la mesure où les consommateurs n'ont pas fait preuve d'une préférence très marquée pour les nouveaux entrants, et où le coût de conquête des nouveaux clients n'a pas pu être rentabilisé par ces nouveaux entrants (et parfois difficilement, semble-t-il, par les opérateurs historiques). Ici encore la seule exception notable est la percée du gazier Centrica sur le marché britannique de l'électricité, symétrique de la percée des électriciens sur le marché du gaz (offre bi-énergie, *dual fuel*). Mais Centrica n'est pas un nouvel entrant pour les consommateurs, c'est en fait l'opérateur historique du marché du gaz. Et sa survie à long terme paraît toujours hypothétique (rumeurs cycliques d'OPA).

Enfin, l'absence de progrès importants dans l'établissement d'un marché européen ouvert du gaz, comme combustible de la génération d'électricité ou comme fourniture des consommateurs finals (en fourniture séparée ou en *Dual Fuel*), incite les électriciens et les gaziers à s'intégrer les uns aux autres, renforçant ainsi fortement les effets d'intégration verticale et horizontale, érigeant de nouvelles barrières à l'entrée et asséchant d'autant la liquidité des marchés qui restent ouverts^{xv}.

[V] Quel marché européen et quelle concurrence pour un tel produit ?

Avant tout, il faut garder présent à l'esprit qu'il existe peu de « solutions générales » ou aisément généralisables, en raison de la variété des données de base du problème posé^{xvi}. Bien que les lois du courant électrique soient universelles, les caractéristiques de base des systèmes électriques ne le sont pas. Même en se restreignant à quelques dimensions, les systèmes électriques peuvent différer par leurs sources d'énergie primaire et leurs technologies de production, l'architecture de leurs réseaux de transport et de leurs interconnexions, la concentration verticale et horizontale de leurs structures industrielles, et le design de leur séquence des marchés ; mais aussi par leur position exacte sur les courbes du cycle d'investissement, entre les creux de sous capacités et les pics de sur capacités.

Cependant, si nous voulons aller vers un « marché européen », il faudra bien y arriver à partir de ce qui existe en Europe^{xvii}. Ce que nous remarquons alors, comme économistes, c'est qu'il n'existe pas de réforme concurrentielle qui soit proposée comme modèle du futur « marché européen » ; en particulier, aucune des quatre réformes pilotes que sont ou ont été les modèles anglais, californien, de PJM ou scandinave. Nous pouvons comprendre qu'on cherche un autre « *Design standard* » pour le marché européen (nous en avons nous-mêmes proposé un au Commissaire européen de l'énergie en Septembre 2005^{xviii}). Mais lequel ?

Si nous déchiffrons bien les tendances du prêt-à-porter énergétique et des grands couturiers de l'électricité, personne ne propose d'habits anglais ou californiens pour couvrir le haut de l'industrie^{xix}. Il n'est pas non plus question de contraindre ou de pousser les producteurs à se déintégrer verticalement et à venir se battre avec des producteurs indépendants sur un marché de gros plus ou moins obligatoire. La tendance est toujours au marché de gros facultatif. Elle est aussi à l'intégration verticale entre production et ventes, avec *self-dispatch* de ses centrales entre les deux. Une sorte d'habit scandinave. Cependant, avec une intégration verticale qui reste beaucoup plus forte sur la plaque européenne, le marché bilatéral y écrase les autres formes de marché de gros, avec disons 95 % de l'énergie échangée (pour donner un chiffre rond).

Malgré cette couleur scandinave sur le haut de l'industrie, personne ne propose d'habillement scandinave ou de PJM pour le nombril de l'industrie : le traitement des congestions. A l'exception du sous marché « Mer du Nord » en gestation entre les Pays-Bas, la Belgique et la France^{xx}, on ne propose pas de mettre en vente dans une bourse unique d'électricité les clefs de l'accès aux interconnexions italiennes, allemandes, autrichiennes, polonaises, hongroises, etc. (comme le fait le *market splitting* scandinave^{xxi}) ; ni d'ouvrir des guichets électroniques de péage à chaque noeud du continent (comme le fait le *nodal pricing* de PJM sur une zone électriquement plus grande que l'Allemagne^{xxii}). Les européens garderait donc un « *Market Design* » séparant les marchés de gros de l'énergie, d'une part, et des mécanismes pour accéder à ces marchés, d'autre part.

Les difficultés de coordination entre les deux dimensions du même problème (vendre sur un marché et accéder à ce marché) continueraient donc d'être reportées sur les acteurs de ces marchés (producteurs, *traders*, commercialisateurs)^{xxiii}. De même pour leur coordination avec la troisième dimension, celle qui opère le bouclage : le mécanisme d'ajustement. On inciterait ainsi, de fait, à l'intégration verticale des acteurs au travers des frontières pour limiter les effets des « défauts de coordination » entre les marchés. Ce qui, par ailleurs, est cohérent avec les choix opérés plus haut en faveur d'un marché de gros de type bilatéral : Que vive l'intégration verticale en amont et en aval des congestions transfrontalières !

Nous n'avons pas trouvé non plus de propositions d'opérateurs de système pour unifier ou pour mieux coordonner leurs marchés de réserves et leurs marchés d'ajustement (en dehors des marchés de la « Mer du Nord », étendus à la Grande-Bretagne par l'Interconnector ; mais nous avons peut être mal cherché...^{xxiv}).

Donc, en définitive, il semble que les Etats Membres ne cherchent pas encore à construire un « marché européen » de l'électricité, mais à établir des conditions minimales de va-et-vient entre des marchés nationaux bilatéraux d'opérateurs verticalement intégrés ^{xxv} / ^{xxvi}. Ce qui est déjà un objectif louable en soi, car il entreprendrait une petite « frange » concurrentielle d'origine extérieure sur chacun de ces marchés nationaux. Mais ceci ne crée pas un « marché unique européen » au sens de l'Acte Unique de 1986. On retrouve ainsi les conclusions de Marcel Boiteux, économiste de premier rang et ancien « opérateur et régulateur intégré » du monopole français, qui constatait, en 2003-2004, que le marché européen n'existait pas en tant que marché de l'énergie, mais se développait fort bien comme marché du capital agissant en tous sens par cessions, fusions et acquisitions.

Si le marché européen de l'électricité se forme essentiellement par fusions et acquisitions, et seulement secondairement par l'organisation européenne de ses marchés de puissance ou d'énergie, la politique de concurrence devrait être placée en son centre comme la politique européenne décisive. Quels qu'en soient les dégâts collatéraux pour la DG TREN, pour Madame de Palacio puis Monsieur Piebalgs, ainsi promis à une OPA amicale, mais de longue durée, de la DG COMP de Mario Monti puis de Neelie Kroes.

Il existe plusieurs indices plaidant en ce sens. Par exemple, dans le champ franco-français (celui du champion national EDF), on a déjà remarqué que la DG COMP est intervenue pour agréer les restructurations préparatoires au changement de statut d'EDF, pour virer 1,2 milliard d'euros dans le trésor du ministre Francis Mer, pour susciter un « *electricity release* » par enchères « à la ENRON » en contrepartie d'un visa d'entrée dans le Bade-Wurtemberg, pour laisser faire ou pour gronder les interdictions d'achat ou de jouissance d'actifs d'EDF en Espagne ou en Italie, etc. ^{xxvii}

Tout cela est bien réel et bien visible, mais la DG COMP est-elle outillée pour sculpter un paysage concurrentiel à l'échelle européenne ? Il est permis d'en douter. Ainsi, il y a quelques années, la fusion E.ON – Ruhrgas a montré qu'il existe des limites substantielles aux pouvoirs « de Bruxelles ». Quand on voit le Bundeskartellamt, pourtant une autorité de concurrence expérimentée et très respectée, rester finalement impuissant, malgré un rôle plus actif lors de fusions antérieures (cf. la création de la « 4^e force » allemande : « Vattenfall Europe »). Aujourd'hui encore un projet de champion national, comme celui de Gas Natural – Endesa en Espagne, qui a donné le signal d'une nouvelle vague d'OPA et de contre OPA géantes sur fond de « patriotismes économiques » en tous sens (Italie, Belgique, France, Allemagne...), met cruellement à l'épreuve la réalité de la construction européenne ^{xxviii}. Certes les autorités de concurrence, et notamment la DG COMP, peuvent jouer de jolies parties de politique structurelle de temps en temps, mais elles ne peuvent pas à elles seules modeler une industrie concurrentielle à l'échelle d'un continent.

Cependant, même en dehors d'une politique structurelle aussi ambitieuse, il est utile et sain qu'existe une véritable surveillance organisée des marchés européens d'électricité, comme celle que la DG COMP et la DG TREN ont initié avec l'enquête sectorielle énergie ^{xxix}. Les consommateurs industriels et domestiques ont le droit de savoir si ces marchés sont ou ne sont pas manipulables ou manipulés. Ce que les premiers résultats de l'enquête sectorielle ne permettent pas d'exclure, et que

devront préciser les résultats approfondis de l'enquête, ainsi que les investigations individuelles que la DG COMP va entreprendre à l'égard de quelques entreprises^{xxx}. Les professionnels du secteur, eux aussi, auraient avantage à pouvoir s'appuyer sur une autorité indépendante irréprochable pour montrer que leurs comportements, leurs prix et leurs profits sont légitimes (quand ils le sont), et qu'ils ne méritent dès lors aucune comparaison avec des abus « à la ENRON » (quand ils ne le méritent pas). Au début de la crise californienne, en été 2000, le régulateur fédéral américain avait cru habile de renvoyer dos à dos les vendeurs, les acheteurs et les autorités locales (régulateur, GRT, PX, et gouvernement). Il a eu cruellement tort, l'a reconnu et a finalement lancé en été 2002 le plus incroyable programme de surveillance des marchés qui ait jamais existé dans la jeune histoire de la concurrence en électricité. Pourquoi continuer de l'ignorer ou le dédaigner aujourd'hui dans de nombreux pays d'Europe ?^{xxxi}

Pour l'instant, nous ne voyons donc pas assez de forces européennes organisées poussant à la création d'une industrie électrique raisonnablement concurrentielle autour d'un marché unique européen suffisamment harmonisé. Nous trouvons plutôt ici une sorte de « *triangle d'incompatibilité à la Mundell* ». L'économiste Robert Mundell (Prix Nobel 1999) a montré qu'en économie ouverte les autorités publiques ne peuvent pas contrôler à la fois le solde budgétaire, les taux d'intérêts et le taux de change. Ils ne peuvent manipuler que deux variables à la fois, la troisième restant libre pour venir « boucler » les effets provoqués par les deux autres. En politique européenne des marchés concurrentiels d'électricité, nous dirions volontiers qu'il faudrait pouvoir coordonner au moins deux composantes à la fois pour passer rapidement à l'étape finale de la construction communautaire.

Mais quel est donc ce triangle essentiel des composantes de la politique européenne pour l'électricité ? Les trois côtés de ce triangle sont : 1° Les règles des marchés (le *Market Design*, y compris les règles d'accès aux réseaux), 2° les structures industrielles (notamment l'intégration verticale et horizontale, y compris entre gaz et électricité), et 3° les autorités de mise en œuvre et de surveillance (principalement le régulateur sectoriel de l'énergie et l'autorité de concurrence). L'idéal utopique d'un universitaire (*Black Board Economics*) serait de maîtriser les trois côtés à la fois à l'échelle européenne. Cependant, comme les choix de structures industrielles relèvent de l'initiative des industriels et de leurs actionnaires (dont de nombreux gouvernements des Etats Membres !), les seules composantes qu'on puisse suffisamment « européaniser » pour créer un marché assez robuste à l'échelle européenne sont les règles et les autorités.

L'économiste anglais Keynes disait de la nationalisation des chemins de fer qu'elle ratait l'essentiel, dans la grande crise économique britannique de l'Entre Deux Guerres, car il n'y a pas urgence à faire un peu mieux ou un peu plus mal ce qui est déjà fait. Et qu'il faudrait donc concentrer les politiques publiques d'intervention sur ce qui n'est pas fait du tout –il pensait à la coordination entre les taux d'intérêt, l'investissement et le niveau de la demande globale-.

Si un marché européen de l'électricité ne peut pas faire sensiblement mieux ni sensiblement pire qu'une collection de marchés nationaux très concentrés et profondément encastrés dans les politiques de fusions acquisitions d'un oligopole européen, on peut légitimement ne pas appeler à pousser les feux de « l'européanisation », et préférer le « laissez faire » actuel et son laisser-aller dans le

« chacun pour soi »...^{xxxii} Cependant, toutes les conclusions de nos autres recherches font sérieusement douter que renoncer aux défis des réformes concurrentielles fasse progresser la voie de la raison.

-
- ⁱ J-M GLACHANT, *Les réformes de l'industrie électrique en Europe*, Editions du Commissariat Général du Plan, juin 2000 (128 p.) ; « Les réformes des industries électriques européennes », *Annales des Mines*, série Réalités Industrielles, N° Août 2000.
- ⁱⁱ J-M. GLACHANT, « Quatre designs de réforme électrique : Grande-Bretagne, Californie, Scandinavie et Allemagne », *Economies et Sociétés*, EN N°2-3, 2003.
- ⁱⁱⁱ Commission of the European Communities, *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, Updated version with annexes, March 2002;
J-M GLACHANT associé à Oxford Economic Research Associates (Oxford, Grande-Bretagne) « *Indicators of Internal Market of Electricity* », 2001. (<http://europa.eu.int/comm/energy/library/oxera.pdf>)
- ^{iv} J-M GLACHANT & D. FINON (eds.), *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar, 2003.
- ^v K. VAN MIERT, "Services Publics: une approche pragmatique et progressive", *Revue des Affaires européennes*, N°2, 1994.
- ^{vi} W. HOGAN, "Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms". *Journal of Regulatory Economics* N°21 2002.
- ^{vii} S. HUNT, *Making Competition Work in Electricity*, Wiley, 2002.
- ^{viii} R. COASE (prix Nobel 1991), *The Firm, the Market and the Law*, U. of Chicago Press, 1988;
G. AKERLOF (prix Nobel 2001), "The Market for Lemons; Qualitative Uncertainty and the Market Mechanism", *Quarterly Journal of Economics*, 1970;
O. WILLIAMSON, *The Economic Institutions of Capitalism. Firms, Markets, Relational Contracting*, The Free Press, 1985;
- ^{ix} J.P. WOMACK, D.T. JONES & D. ROOS, *The machine that changed the World*, Macmillan, 1990 [Edition française: *Le système qui va changer le monde. Une analyse des industries automobiles mondiales par le MIT*, Dunod, 1992.].
- ^x M. AOKI, *Information, incentives and bargaining in the Japanese economy*, Cambridge University Press, 1988 [Edition française: *Economie japonaise. Information, motivations et marchandage*, Economica, 1991].
- ^{xi} A. ALCHIAN & H. DEMSETZ, "Production, Information Costs, and Economic Organization", *American Economic Review*, 1972.
- ^{xii} N. CURRIEN, *L'Economie des réseaux*, La Découverte, 2000.
- ^{xiii} R. WILSON, "Market Architecture". Working Paper Stanford University, 2001, (<http://market-design.com/library-electricity.html>).
D. NEWBERRY, *Refining Market Design*, Discussion paper of the European Union research project SESSA, Sept 2005, (http://www.sessa.eu.com/documents/bruxellesp/SESSA_report_wp3.pdf);
D. NEWBERRY, *Energy Journal*, Special Issue "European Electricity Liberalization", 2005.
- ^{xiv} D. NEWBERRY, *Privatisation, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, MIT Press, 2000.
- ^{xv} C. CRAMPES, J-M GLACHANT, F. LEVEQUE, S. STOFT, et v.a., "The acquisition of Endesa by Gas Natural: Why antitrust authorities should be cautious?", *Electricity Journal*, Vol 19, N°2, pp. 62-68, March 2006;
DG COMP, *Energy Sector Enquiry. Draft Preliminary Report*, Bruxelles, 15.02.2006.
- ^{xvi} P. JOSKOW, "Electricity sector restructuring and competition: a transaction-cost perspective", in E. Brousseau & J-M Glachant, *The Economics of Contracts. Theories and Applications*, Cambridge University Press, 2002, chap. 26.
- ^{xvii} J-M GLACHANT, « Attractiveness and Feasibility of Electricity Reforms: Comparison of 16 European Countries », in *Electricity Management: Policies and Fundamentals of Management*, s.l.d. E. Hope, L. Melamed & M. Lycagin, Presses de l'Académie des Sciences de Russie, 2001.
- ^{xviii} J-M GLACHANT. and F. LEVEQUE, "Electricity Single Market in the European Union: What to do next?" Discussion paper of the European Union research project SESSA, Sept 2005, (http://www.sessa.eu.com/documents/bruxellesp/SESSA_report_wp1.pdf). Working Paper CEEPR 2005-15 at MIT (web.mit.edu/ceepr).

-
- ^{xix} J-M GLACHANT, « Les pays d'Europe peuvent-ils reproduire la réforme électrique de l'Angleterre ? Une analyse institutionnelle comparative », *Economie et Prévision*, N°4, 2000
- ^{xx} R. BELMANS, J-M GLACHANT and L. MEEUS, “*Regional Electricity market Integration: France_Belgium-and The Netherlands*”, KU Leuven and U. of Paris –Sud, September 2005.
- ^{xxi} J-M GLACHANT & V. PIGNON, “Nordic Congestion’s Arrangement as a Model for Europe? Physical constraints and Economic Incentives”, *Utilities Policy*, 13, pp. 153-162, 2005; *Working Paper N°2002-06* du CEEPR, at Massachusetts Institute of Technology, USA, <http://web.mit.edu/ceepr/www/workingpapers.htm>.
- ^{xxii} S. STOFT, *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. IEEE/Wiley, 2002.
- ^{xxiii} J. BOUCHER & Y. SMEERS, “*Towards a Common European Electricity Market, Paths in the Right Direction ... Still far from an Effective Design*”. Working Paper Université catholique de Louvain, 2001;
Y. SMEERS, *How well can one measure market power in restructured electricity systems?* Discussion paper of the European Union research project SESSA, Mai 2005, (http://www.sessa.eu.com/documents/wp/D14.1_Smeers.pdf).
- ^{xxiv} J-M GLACHANT & M. SAGUAN, “*An Institutional Frame to Compare Alternative Market Designs in EU Electricity Balancing*”, American Economic Association Conferences, Boston, Janvier 2006. (http://www.grjm.net/documents/JMG/papiers/GlachantJMSaguanM_AEA_BostonJan2006_Vdef.pdf)
- ^{xxv} J-M GLACHANT, “The making of competitive electricity markets in Europe: no single way and no single market” in J-M GLACHANT & D. FINON (eds.), *op.cit*, 2003, chap. 1.
- ^{xxvi} J-M GLACHANT, “Features of transmission tariffs in Europe”, in *Transport Pricing of Electricity Networks*, directed by F. Lévêque, Kluwer, 2003, chap. 7.
- ^{xxvii} J-M GLACHANT & D. FINON, “ France electricity reform: a competitive fringe in the shadow of a State owned incumbent”, *Energy Journal*, Special Issue “European Electricity Liberalization”, pp. 184-205, 2005.
- ^{xxviii} C. CRAMPES, J-M GLACHANT, F. LEVEQUE, S. STOFT, et v.a., “*Brief academic opinion of economic professors and scholars on the project of acquisition of Endesa by Gas Natural*”, 26 October 2005. (http://www.grjm.net/documents/JMG/Endesa_AcademicOpinion_26OCT2005.pdf)
- ^{xxix} J-M GLACHANT & S. LITTLECHILD, *Etude comparative des pratiques de surveillance des marchés électriques étrangers*, Rapport pour la Commission de régulation de l’Energie, Paris, mars 2004.
- ^{xxx} DG COMP, *Energy Sector Enquiry. Draft Preliminary Report*, Bruxelles, 15.02.2006.
- ^{xxxi} Il est bien difficile de comprendre pourquoi le législateur français a, dans sa loi de l’été 2005, explicitement refusé au régulateur le pouvoir d’enquêter sur la formation des prix sur le marché intérieur bilatéral (c.a.d. plus de 95 % du marché français).
- ^{xxxii} J-M GLACHANT, “Why Regulate Deregulated Network Industries?” *Journal of Network Industries*, 2002 N°3.