



La régulation des réseaux : cadrage théorique

Jean Bergognoux, Président de JBX Conseil

Lorsque j'ai consulté le programme de ce séminaire, il m'est apparu que la tâche de vous présenter un cadre théorique de la régulation des réseaux m'incombait. C'est un exercice difficile, qui risquait de surcroît d'être totalement soporifique. J'ai donc cherché à combler les « oublis » du programme de votre séminaire. J'ai en effet constaté qu'il y avait deux absents qui m'étaient chers, à savoir l'électricité et le gaz. Partant des problématiques particulières du secteur électrique, j'en dégagerai un certain nombre de propositions générales constituant une sorte de ceinture de réflexion sur la régulation des services en réseau.

I. Une histoire du développement des réseaux électriques en Europe

1. Des débuts à la Seconde Guerre mondiale : la formation progressive de monopoles naturels

Au départ, l'électricité était essentiellement de propriété communale, avec des différenciations inévitables entre des communes riches à forte densité et des communes rurales, où la mise en place de l'électricité est apparue sensiblement plus tard, dans des conditions précises. À l'époque, l'électricité était produite sous deux formes. Dans les agglomérations, elle l'était à partir de combustibles – comme du charbon – que l'on brûlait dans des centrales thermiques. Dans les massifs montagneux, l'utilisation des chutes d'eau permettait de produire une électricité beaucoup moins coûteuse, mais impliquant que les industries électriques se délocalisent et s'installent près de ces centres de production.

La possibilité de transporter l'électricité dans des conditions résolument rentables a un jour été découverte. N'entrons pas dans les détails techniques – le courant alternatif, les transformateurs, la normalisation progressive, etc. Cela a été une véritable révolution. À ce moment-là, la concurrence a commencé à jouer intensivement. C'est précisément cette concurrence qui a généré une situation de monopole.

Je voudrais expliquer ce dernier point plus en détail. Tout d'abord, des ingénieurs ont découvert qu'en transportant l'électricité, ils pouvaient amener cette énergie hydraulique localisée dans des agglomérations consommatrices, et donc jouer sur la complémentarité entre ces ressources hydrauliques et la production thermique de l'électricité.

Le deuxième point est encore plus crucial. En interconnectant deux sites de production, chacun possédant une petite centrale, il s'est avéré possible d'améliorer la fiabilité du système, les centrales se portant un secours mutuel en cas de problème. Grâce à cette amélioration du système, il devenait possible d'utiliser des unités de production de plus en plus puissantes, avec une décroissance des coûts au kilowatt installé ou au kilowattheure conduit. Les électriciens ont donc découvert, à partir

de la possibilité de transporter cette électricité, les vertus de l'interconnexion, et par là même, ce que les économistes appellent « les rendements croissants des systèmes en réseau ». C'est-à-dire que plus un système est important, plus il est économiquement performant. Grâce à l'interconnexion, les aléas se compensent, et l'on peut alors utiliser des unités de production de taille plus grande, et ainsi de suite.

Le réseau génère donc une plus grande efficacité économique. Or, dans un système laissé à lui-même, initialement concurrentiel, ce qui se passe est évident : les plus ingénieux, les plus performants ont fait valoir les capacités dégagées grâce à l'interconnexion des unités de production les plus économiques, et ont progressivement disqualifié les autres acteurs. C'est le principe de l'aquarium, dans lequel les gros poissons se nourrissent des petits. De sorte qu'au niveau de la production et du transport d'électricité, à la veille de la Seconde Guerre mondiale, il n'existait plus en France que deux structures puissantes. Ces opérateurs ont même été plus loin, découvrant les vertus de l'intégration verticale : la distribution continuant à être organisée au niveau local, les collectivités territoriales propriétaires des réseaux leur demandaient toujours de les exploiter localement. Par conséquent, les opérateurs les plus puissants sont parvenus à bénéficier d'un maximum de concessions : ce système intégré leur assurait une clientèle effective ainsi que les bénéfices des effets de rendement d'échelle. C'est ainsi que s'est constitué en France le système électrique prévalant à la veille de la Seconde Guerre mondiale.

Les autres pays européens ont connu des phénomènes analogues : au-delà des différences entre des systèmes de distribution locaux basés sur l'octroi de concessions ou sur des régies municipales, les réseaux étaient caractérisés par la présence d'opérateurs en situation de monopole ou de quasi-monopole sur des vastes zones interconnectées, et bénéficiant ainsi de rendements croissants.

L'analogie avec d'autres domaines est évidente : Michel Savy a parlé des systèmes ferroviaires, mais l'on peut aussi évoquer les télécommunications – avec des réseaux sous forme matérielle ou immatérielle. L'effet de rendement d'échelle se vérifie aussi dans le cas de La Poste, car l'on opère sur un plus vaste territoire.

Dans le cas du gaz, tant qu'il était produit sous une forme stockable dans des centrales à charbon, il n'y avait pas de raison au développement de réseaux à vaste échelle. Or dès que l'approvisionnement en gaz naturel, local puis importé par des gazoducs, a permis d'irriguer un plus vaste territoire, l'effet d'échelle des rendements croissants de réseaux ont à nouveau été déterminants.

Ces caractéristiques expliquent pourquoi, historiquement, l'organisation des systèmes en réseau n'a pas été soumise longtemps aux règles de la concurrence, celle-ci engendrant naturellement des monopoles. Pour la réintroduire, il fallait envisager d'autres modalités de régulation.

2. De la Seconde Guerre mondiale aux années 1990 : des relations coopératives et contractuelles

À la suite du second conflit mondial, il fallait reconstruire partout en Europe des réseaux électriques détruits par la guerre ; il s'agissait autant des installations de production que de transport et de distribution. Cela appelait à des décisions urgentes en matière d'organisation.

Dans le cas français, dans un contexte politique particulier, plusieurs données sont apparues au législateur. Ce dernier n'avait pas une vision parfaitement claire des mécanismes de rendements croissants dus aux réseaux. Il était cependant convaincu, en vertu de l'expérience passée, que l'organisation la plus efficace devait reposer sur des opérateurs de production et de transport d'une taille aussi importante que possible. Cette logique a justifié que soit confié à EDF un monopole du transport de l'électricité en France, et de fait un quasi-monopole de la production ainsi que des concessions de distribution – à quelques exceptions près –, et une part de marché de 96 % dans les deux derniers cas.

À partir du moment où ce réseau, accessible à tous, couvrait l'ensemble du territoire, se posèrent des questions en termes d'aménagement du territoire et d'équité sociale. Il fut alors décidé de confier à cette entreprise en situation monopole, et du fait même de cette situation, des missions de service public. La plus voyante d'entre elles fut la péréquation du prix de l'électricité sur l'ensemble du territoire national. La logique sous-tendant cette péréquation est que, dans un système d'interconnectivité très dense sur l'ensemble du territoire, les coûts à la base de la formation des prix de l'électricité, en termes de production et de transport, sont à peu près équivalents dès que le réseau est suffisamment puissant. En revanche, le coût du réseau de distribution – de l'acheminement local – est fortement dépendant de divers paramètres, notamment de la densité de consommation. Par exemple, si vous construisez un lotissement neuf en banlieue parisienne, les réseaux seront constitués d'emblée, la densité de consommation sera forte, et par conséquent le coût de desserte très faible. À l'inverse, dans le Massif Central, s'il faut tirer une ligne électrique de 20 km pour alimenter une ampoule de 100 watts, le coût de distribution sera très élevé. Mais faire passer un câble électrique à Paris au milieu du métro ou de l'eau, bien que la densité soit forte, implique également des coûts élevés.

La péréquation tarifaire, parce qu'elle était de fait réalisée économiquement sans intervention dans la production ou le transport, concernait donc les réseaux de distribution. L'analogie avec le courrier est évidente.

Par ailleurs, lorsque le réseau national est suffisamment étoffé, les préoccupations en termes d'équité sociale et d'aménagement du territoire justifient – par le passé comme aujourd'hui, quoique selon des modalités différentes – l'exercice du principe de péréquation. À certains moments, celui-ci est compatible avec la logique économique ; à d'autres, il impose de la distordre.

Un autre point concernant l'électricité, également applicable à d'autres activités en réseau, est le fait que, dans chaque pays, l'électricité s'est organisée selon des modalités nationales spécifiques, mais présentant néanmoins certains points communs.

En France, le monopole d'EDF assurait fondamentalement la sécurité de l'alimentation du pays grâce au développement de moyens de productions sur un vaste réseau interconnecté. Les systèmes britannique et italiens étaient tout à fait similaires, avec le Central Electricity Generating Board (CEGB) d'un côté, et Enel de l'autre.

En Allemagne, l'organisation était différente : chacun des cinq grands opérateurs de production et de transport avait reçu la responsabilité de la gestion d'une zone géographique dont l'approvisionnement devait être sécurisé ; chacun bénéficiait, en contrepartie de ce devoir, d'un

monopole de transport sur la zone et généralement d'un quasi-monopole de production. Au niveau de la distribution, des structures plus variées se sont développées.

Il est important de comprendre que ces grands opérateurs ayant découvert dans leurs pays respectifs les vertus de l'interconnexion ont également cherché à en bénéficier au niveau européen. C'est ainsi que bien avant le second conflit mondial se sont développées des interconnexions internationales, dont l'objet était le même que celui des interconnexions nationales. Elles garantissaient en effet aux différents systèmes électriques nationaux un secours mutuel, ainsi qu'une escalade dans les puissances installées et par là même d'effets de tarifs dans la production. Elles permettaient ainsi l'extension à l'Europe du système de rendements croissants.

Cela étant, ce système ne fonctionnait absolument pas selon des principes concurrentiels : chacun conservant son monopole dans sa zone de prédilection, il était impensable qu'un opérateur comme EDF alimente un client allemand ; EDF dialoguait avec un de ses grands homologues électriques allemands. Des échanges d'électricité s'établissaient à travers des négociations bilatérales entre les opérateurs. Certains d'entre eux portaient le nom poétique d'« échanges à bien plaisir » : les opérateurs se téléphonaient pour s'informer sur leurs excédents d'électricité respectifs, se mettaient d'accord sur un prix d'achat à bénéfices partagés ; de même, si l'un des opérateurs appréhendait une pénurie imminente, il en appelait à ses homologues européens pour bénéficier d'un « prix de secours » adéquat. Il ne s'agissait donc pas d'une approche concurrentielle, mais fondamentalement coopérative, à bénéfices partagés.

Cependant, des échanges contractuels se sont développés peu à peu, à côté de ces échanges coopératifs. Certains pays sont en effet devenus plus compétitifs que d'autres : l'exemple le plus connu est le développement en France d'un programme électronucléaire que l'Etat allemand n'a pas accepté de reprendre à son compte. EDF s'est alors trouvée systématiquement en situation très compétitive en termes de prix de revient. Ce programme nucléaire ayant été établi selon des prévisions assez larges dépassant les besoins du pays (les raisons à cela pourront être discutées ultérieurement, si cela vous intéresse) EDF a pu exporter systématiquement de l'électricité sur la base de contrats à moyen terme. Or là encore, il ne s'agissait pas de concurrence instituée, mais d'échanges bilatéraux basés sur des contrats.

3. Vers l'introduction de la concurrence dans le secteur électrique européen

C'est alors que sont apparues quelques expériences novatrices qui ont progressivement permis l'extension puis la généralisation des tentatives d'introduction d'avantage de concurrence dans ce système électrique européen. Sachez qu'entre le milieu des années 1980 et la fin des années 1990, ont été formulées, et ce de manière croissante, un certain nombre de critiques à l'égard des monopoles établis. Tout d'abord, le système était soupçonné d'un manque d'efficacité économique, particulièrement outre-Manche, où le CEGB, peu performant, avait été pris à partie par Margaret Thatcher. Celle-ci ne préconisait qu'une seule manière de rendre ces activités plus efficaces, à savoir de les soumettre à la concurrence. En France, la situation était quelque peu différente : à l'époque, des journalistes publiaient un livre intitulé *L'Etat EDF* dans lequel EDF était soupçonnée d'une toute puissance lui permettant de diriger la politique énergétique française ; sa position dominante était très critiquée. Ailleurs, comme en Allemagne, les critiques concernaient ce qui était perçu comme des abus de position dominante de la part de chacun des opérateurs dans leurs zones respectives ;

une mise en concurrence était perçue comme un moyen de faire pression à la baisse sur les tarifs proposés au consommateur final.

En un certain sens, l'Europe était donc traversée par une demande commune de voir ces monopoles, créés essentiellement pour des raisons d'efficacité économique, soumis à la concurrence et aux « vertus générales du marché ».

En outre, des facteurs techniques favorables à une telle évolution renforçaient ces attentes. D'abord, étaient apparus de nouveaux types d'équipements de production grâce auxquels l'électricité pouvait être produite par de petites centrales dans des laps de temps relativement courts ; ce type de production n'exigeait pas une expérience et un savoir-faire aussi développés que dans le cas de l'énergie nucléaire. Des progrès substantiels en matière de conduite des réseaux avaient également été réalisés, permettant d'envisager à travers l'informatisation et d'autres outils connexes, l'exploitation de systèmes plus compliqués que le simple dialogue entre monopoleurs nationaux. L'état de la technique était donc mûr pour un changement considérable des modalités de fonctionnement du système électrique.

Deux expériences novatrices ont achevé de convaincre de l'imminence du changement.

D'une part, en Grande-Bretagne, l'État a procédé à une véritable vivisection du CEEB : il fut découpé en cinq sociétés, dont quatre de production et une de réseau. J'insiste un instant sur ce constat : une analyse très fine du système intégré de production et de transport avait permis d'établir une distinction claire entre ce qui pouvait faire l'objet d'une mise en concurrence – la production, divisée par la suite en quatre sociétés –, et ce qui devait y échapper – le grand réseau de transport, conservé comme monopole – car comme tout monopole naturel, sa duplication aurait fait perdre tout bénéfice à l'opération générale. Ces sociétés de production devaient se faire concurrence avec ce réseau commun comme support matériel. Sur le système de marché – le *pool* –, étaient confrontées en temps réel l'offre et la demande, ce qui permettait d'établir un prix de marché et d'organiser les transactions, celles-ci devant obligatoirement passer par le *pool*. Nous verrons que ce système n'a pas fonctionné correctement, appelant à un autre système.

D'autre part, les pays scandinaves, marqués par des très grandes fluctuations de leur production hydraulique, ont aussi décidé de créer un *pool*, le Nord Pool, fonctionnant selon des règles analogues au système britannique : les excédents ou les déficits des différentes sociétés étaient confrontés par des mécanismes de marché permettant d'établir un prix public servant de base aux échanges.

Ces expériences ont conduit la Commission européenne à engager une réflexion d'ensemble sur l'opportunité de la mise en place d'un système concurrentiel en matière d'électricité. Il nous faut comprendre quelles étaient ses motivations. Rappelons néanmoins, avant toute chose, que les traités européens ne donnent aucune prérogative à l'Union européenne en matière de politique énergétique. Cela peut paraître paradoxal s'agissant d'une communauté initialement fondée sur le charbon et l'acier, mais en réalité l'Union européenne a investi les questions énergétiques à travers des voies détournées. La première est la concurrence et l'organisation des marchés, dont elle est de plein droit responsable. La deuxième est l'achèvement d'un marché européen intégré et unique, dont elle est également responsable. Aujourd'hui, la troisième voie – extrêmement pesante mais que

je ne développerai pas ici – est celle des questions environnementales, énergétiques. Il s'agit par exemple de son action pour réduire les émissions de CO2.

La Commission s'est donc introduite dans le domaine énergétique par le biais de la concurrence, avec deux fortes convictions :

- Dans ces secteurs, comme dans tous les autres, une concurrence bien organisée devait nécessairement améliorer l'efficacité économique.
- La concurrence, généralisée de façon aussi homogène que possible sur l'ensemble du territoire européen, favoriserait les échanges d'électricité, et serait donc un vecteur supplémentaire de la construction d'une Europe véritablement intégrée.

Concrètement, la mise en place de ce changement de cap a été extrêmement laborieuse, car le consensus général sur le besoin de concurrence à des fins d'efficacité économique ne préjugait nullement d'un accord sur les modalités de son introduction. En outre, la question de la sauvegarde des missions de service public s'est posée dans nombre de pays avec plus ou moins d'acuité. Il n'est pas besoin de rappeler ici combien cette problématique est tout aussi valable en ce qui concerne le gaz, les chemins de fer, la poste et les télécoms ; sans qu'il soit nécessaire d'insister sur ce point, sa transposition à d'autres domaines est évidemment opératoire.

Examinons, à titre d'exemple, deux manières différentes d'établir une concurrence dans la production et le transport d'électricité.

Une première manière d'établir la concurrence dans la production et le transport d'électricité est celle qui a été préconisée un certain temps en France, notamment à l'époque où l'État entamait les négociations avec Bruxelles sur la question. Elle est fondée sur l'idée que l'essentiel des gains réalisables en vertu du passage à une situation concurrentielle résulteront de la concurrence entre les différents producteurs. Selon cette vision, le monopole naturel est d'abord identifié : il s'agit du réseau de transport européen exploité selon les différentes zones par des acteurs nationaux ou régionaux. Cela étant admis, les producteurs doivent être soumis à la concurrence. Dans chaque pays ou grande zone géographique, un acheteur unique doit « faire son marché » au meilleur prix. On pense ainsi pouvoir réaliser l'essentiel des gains escomptables en termes d'efficacité économique de la concurrence. Comme chaque acheteur unique doit gérer l'ensemble de la consommation dans sa zone de rattachement, les problèmes de péréquation tarifaire et de service public en général doivent pouvoir être résolus. Longuement débattu, ce système finalement pas prévalu.

La seconde manière est celle qui a été retenue à l'échelle européenne, à la suite d'une série de négociations extrêmement compliquées, au cours desquelles la logique économique n'a pas toujours été l'élément le plus déterminant. Il s'agit du système d'accès des tiers au réseau : selon ce raisonnement, tout consommateur pourra à terme choisir son fournisseur sur l'ensemble du système européen, en ayant libre accès au réseau de transport et de distribution auquel il est relié. Les deux systèmes ne peuvent évidemment pas coexister : si l'acheteur unique que l'on voulait mettre en place en France se trouvait « court-circuité » par l'accès du tiers au réseau, le premier système serait rapidement vidé de sa raison d'être. L'accès du tiers au réseau est donc devenu le nouveau mode d'organisation au niveau européen.

II. La mise en place effective d'un système de concurrence à l'échelle européenne

La directive de 1996 qui a institué ce système n'a défini qu'un très petit nombre de conditions nécessaires à son fonctionnement. Elle a posé le principe de l'accès des tiers au réseau, avec des obligations d'extension progressive de l'ensemble de la clientèle. Elle a demandé que l'on identifie dans chaque pays ou zone géographique un gestionnaire de réseau devant être indépendant des producteurs comme des consommateurs. Il devait avoir pour fonction de veiller à l'effectivité du réseau, en gérant notamment ses modalités d'accès. Dans chaque pays, le tout devait être mis sous l'autorité d'un régulateur gérant les litiges et veillant à ce que la concurrence s'installe de façon convenable. En fait, la directive de 1996 ne comportait aucune indication supplémentaire ; la directive suivante de 2004 n'a fait que préciser certains points. Elle a imposé en effet que le régulateur soit une autorité indépendante spécialisée – et non pas une structure nationale analogue au Conseil de la Concurrence. Elle a également établi que le gestionnaire de réseau devait être juridiquement séparé du producteur dont il était en général issu. Comme vous le constatez, il ne s'agit pas là d'apports susceptibles de combler les carences de la première directive.

1. L'entrée en jeu des producteurs et consommateurs dans un système en voie de régulation

À partir de là, les consommateurs comme les électriciens ont été invités à se lancer dans ce nouveau jeu de la concurrence. Or celui-ci s'est rapidement imposé comme le mode majeur de fonctionnement du système électrique européen, mais d'une manière quelque peu déroutante. Avant même que les directives ne soient transposées dans les droits nationaux des différents pays, les clients industriels européens majeurs ont commencé à « faire leur marché » ; il était acquis qu'ils seraient les premiers éligibles à l'ouverture des marchés. Ils se sont donc adressés aux différents producteurs pour savoir lequel proposerait les meilleures conditions de vente. Symétriquement, les producteurs d'électricité sont allés voir les principaux clients de leurs homologues étrangers, en leur faisant des offres intéressantes. Par conséquent, une multitude de contrats avaient été conclus avant même que le système ne fonctionne, sans que l'on sache réellement quel était leur prix de référence. Or comme tous étaient dans de situations extrêmement confortables du point de vue de leurs capacités de production, les prix formés dans ces contrats étaient systématiquement très bas, et en tout état de cause bien inférieurs aux tarifs réglementés prévalant auparavant.

Lorsque le système a finalement été transposé de manière effective dans les différents systèmes juridiques nationaux, les autorités se sont immédiatement rendu compte qu'un ensemble de relations commerciales s'étaient nouées, dans un environnement opaque et dans des conditions relativement peu concurrentielles.

C'est donc à travers les relations entre futurs consommateurs et producteurs éligibles que se sont organisées, avant même que la libéralisation ne se mette en place, de nouveaux mécanismes contractuels.

2. La mise en place des gestionnaires de réseaux

La mise en place des gestionnaires de réseaux supposait d'abord une identification qui est relativement aisée – il s'agit de ceux qui le faisaient fonctionner jusque là. Il fallait ensuite les rendre indépendants des producteurs dont ils étaient issus. Cette tâche, impliquant l'institution de

comptabilités séparées, ainsi qu'une filialisation des sociétés de gestion de réseau, s'est avérée plus laborieuse, notamment en Allemagne.

Enfin, il fallait établir des règles de fonctionnement des réseaux ainsi que des tarifs d'accès à ces réseaux. Ici, une autre querelle, existant également dans d'autres secteurs au fonctionnement analogues, est apparue. Certains souhaitaient en effet établir une tarification basée sur la distance : on identifierait le lieu d'injection par le producteur de la puissance demandée par le consommateur, ainsi que le lieu de prélèvement de l'énergie par ce dernier ; on calculerait la distance entre les deux et l'on en déduirait un tarif adéquat. Or, dans le cas de l'électricité, cela ne fonctionne pas : l'électricité ne requiert pas un transport matériel, comme pour le gaz ou le fret ferroviaire ; il s'agit d'électrons se mettant en mouvement selon les deux lois de Kirchhoff, dans un système interconnecté. Dire que l'électricité est injectée en un point et prélevée en un autre ne signifie pas que l'on connaît le chemin qu'elle parcourt entre ces deux points. C'est d'ailleurs là toute la difficulté de l'exploitation des systèmes électriques, et d'une manière générale de l'établissement d'une tarification spécifique de l'accès au réseau.

Je me souviens à cet égard des propos d'un parlementaire, il y a quelque temps, m'interrogeant sur le fonctionnement du réseau EDF et sur nos modalités de tarification. Il était tout particulièrement troublé par les problèmes résultant de l'impossibilité de retracer avec exactitude le chemin parcouru par les électrons. Constatant que la deuxième loi de Kirchhoff posait problème, il proposait d'en voter une autre !

Il a également été démontré que la tarification à distance constituait un obstacle important aux échanges transfrontaliers.

Ces questions concernant la tarification à distance ont donné lieu à de nombreuses tergiversations. Les ingénieurs européens, majoritairement hostiles à ce type de tarification, ont dû convaincre leurs homologues allemands de ses défauts ; la tarification à distance était perçue par l'Etat allemand comme un moyen de rétablir des barrières à libre circulation de l'énergie. L'ensemble des ingénieurs se sont finalement mis d'accord sur un système baptisé le « timbre-poste », par analogie avec les réseaux postiers. Aujourd'hui, pour injecter de la puissance dans un système électrique n'importe où en Europe, il faut payer un droit d'injection ; le prélèvement d'énergie est quant à lui soumis à un droit de sous-tirage. Ceci correspond à l'idée, abordée plus haut, que sur un vaste système interconnecté, il n'y a pas de différence fondamentale de prélèvement ou d'injection d'un point à un autre.

La difficulté réside simplement dans le fait que, jusqu'à aujourd'hui, il n'a pas été possible de procéder à un strict alignement des tarifs d'injection et de prélèvement d'un pays à l'autre. Cela est dû au fait que les différents systèmes nationaux n'ont pas tous la même résistance, et que les gestionnaires de réseaux sont des entreprises indépendantes avec des comptes spécifiques. Cela étant, les écarts demeurent relativement modestes, les réseaux européens n'étant pas si différents les uns des autres en termes de transport. Par ailleurs, il n'en résulte pas de conséquence dramatique sur les échanges d'électricité : quelqu'un souhaitant consommer en France de l'énergie fournie par un opérateur allemand paiera l'injection en Allemagne et le sous-tirage en France ; cela implique uniquement un accord préalable sur le prix du kilowatt.

3. L'organisation effective du marché : marchés de références et fluctuations des prix

La création du marché structurel de l'électricité n'est pas, à l'origine, une initiative à proprement parler « européenne » mais strictement privée. Elle a été lancée et développée par un certain nombre de producteurs, de consommateurs, de banquiers, de financiers, de traders, qui ont structuré les échanges d'électricité en Europe.

Cela a démarré avec le développement de marchés de court terme, qui n'étaient pas tout à fait des marchés *spots*, mais des marchés où les échanges étaient conclus la veille pour le lendemain. Il en existe aujourd'hui deux concernant toute l'Europe, en dehors de marchés locaux : le marché allemand situé à Leipzig, et le marché français basé à Paris. Initialement, la structuration des échanges d'énergie électrique s'est donc développée selon le schéma : « la veille pour le lendemain » ; par confrontation des énergies disponibles et demandées ainsi que de leurs cotations respectives, s'établit un prix d'équilibre de marché. Relativement peu d'échanges d'énergie passent par ces marchés, beaucoup se réalisant en fait en dehors. Il a néanmoins l'immense mérite d'établir un prix de référence servant de base à d'autres échanges de long terme passant par d'autres voies. La caractéristique principale de ce prix de référence de court terme est sa volatilité : entrent en compte les conditions climatiques, les indisponibilités d'équipement, ainsi qu'une multitude de facteurs agissant dans la formation de l'équilibre entre l'offre et la demande. Les fluctuations quotidiennes sont extrêmement erratiques. Il existe certes quelques tendances lourdes – l'hiver est plus cher que l'été – mais la variabilité est la règle.

Par analogie avec le fonctionnement de tous les autres marchés de matières premières, il a donc été décidé d'instaurer, en complément de ce marché, un marché à terme. Celui-ci permet aux opérateurs intervenant sur le marché court terme de trouver des instruments de couverture à plus long terme. Il permet également d'établir des prix de marché fondant des transactions sur des durées plus longues que celles réalisées sur le premier marché. En pratique, sur ce marché, l'électricité est cotée sur des durées allant de trois à cinq ans. Toutefois, ce marché à terme ne représente qu'une partie très faible des contrats à moyen terme décidés entre les différents opérateurs ; mais il fournit là encore un prix de référence.

Lorsque ces marchés se sont constitués, les différents électriciens s'en sont servis comme référence pour prendre leurs décisions. C'est ainsi que certains ont jugé, par exemple, que sur la base de prix de marché constitués au début et relativement bas, il était judicieux de ne plus investir en moyens de production et de fermer certaines centrales existantes ; en effet, leur maintien en exploitation ne semblait pas modifier la situation du marché. Or, inévitablement, les prix de marché se sont progressivement élevés. Par conséquent, les plus importants consommateurs d'électricité, qui s'étaient avérés être les plus fervents tenants de la libéralisation comme facteur de pression à la baisse sur les prix, n'ont pas longtemps profité de l'aubaine que représentait la baisse initiale des tarifs proposés. Ils ont été rapidement confrontés à une hausse sans précédent. Classiquement, ces prix montent jusqu'à ce qu'ils soient suffisamment attractifs pour que de nouveaux entrants ou les opérateurs en place aient envie de construire de nouvelles capacités de production.

4. La création d'un marché des émissions de CO2

Le dernier point que je souhaite aborder concerne la création, relativement récente, d'un marché des émissions de gaz carbonique. Nul besoin d'insister sur la problématique du changement climatique ; de nombreux acteurs réfléchissent sérieusement à des méthodes permettant de limiter les émissions de gaz à effet de serre, et notamment de CO₂. Or beaucoup ont pensé que dans une économie libérale, cette question devait être réglée à travers des mécanismes de marché. A partir d'une étude globale des émissions sur l'ensemble du territoire européen, des quotas par pays et des attributions initiales ont été définies ; après quoi un marché a été créé en vue d'échanger les excédents de droits d'émission en temps voulu. Or le prix supplémentaire découlant de ces droits se trouve être répercuté dans le prix de l'électricité : la comparaison du prix actuel de marché du CO₂ avec celui du kilowatt à court terme fait apparaître des fluctuations quasi-identiques, dans des laps de temps relativement courts. Il faut savoir qu'un tel phénomène n'a aucun fondement strictement rationnel en termes de production ; mais il résulte d'une anticipation des mécanismes de régulation qui seront à l'œuvre dans un avenir proche.

III. Conclusion générale et questions non résolues

C'est donc ainsi que se sont construits ces différents marchés. A présent, nous entrons dans une phase de libéralisation progressive du secteur électrique.

- Les consommateurs les plus importants, représentant environ un tiers de l'énergie consommée en France, sont confrontés à une offre concurrentielle depuis 2000, date de transposition nationale du texte européen.
- Les consommateurs moyens, représentant eux aussi environ un tiers de la consommation française, sont entrés dans le jeu en 2004.
- Les ménages, c'est-à-dire le dernier tiers, seront concernés par cette diversification de l'offre à partir de 2007.

Nous nous dirigeons donc vers une généralisation de la concurrence dans le secteur électrique.

Je voudrais maintenant m'interroger avec vous sur les conséquences de cette libéralisation généralisée. Les conséquences les plus sérieusement étudiées concernent le niveau européen.

1. La question de l'efficacité réelle du système de marché européen

Au niveau de l'exploitation, vous avez premièrement pu constater que quelques *black-outs* se sont récemment produits, en Italie et plus récemment en Allemagne : ce système fondé sur trente gestionnaires de réseaux pour chacun des trente pays ou zones géographiques, garantit-il, en vertu du seul dialogue existant entre eux, une sécurité convenable de l'exploitation du système ? Inversement, faut-il créer un « super-gestionnaire » de réseaux, européen ? Cette question n'est pas tranchée, mais j'espère que nous pourrons y apporter ensemble quelques éléments de réponse.

En deuxième lieu, bien que j'aie décrit un système quelque peu transformé, on constate que subsistent *de facto* certaines scories de l'ancien temps : il existe toujours des cas d'entente entre des gestionnaires de réseaux et des producteurs, ainsi que de non-application des règles d'accès aux réseaux. Faut-il créer un « super-régulateur » européen ? Inversement, le collège actuel des

régulateurs européens est-il suffisamment performant pour harmoniser les règles d'accès au réseau et éliminer les distorsions persistantes ? Cette question de la régulation européenne concerne également le reste des secteurs en proie à une libéralisation.

Un troisième problème se pose également au niveau européen : le signal prix donné par les marchés est-il suffisant pour déclencher à temps les investissements de production nécessaires à la sécurité de l'alimentation énergétique électrique européenne ? Ici, il est à craindre que la réponse soit négative. En effet, la construction d'un instrument de production d'électricité nécessite entre trois et six ans : six ans dans le cas d'une grande centrale de base, nucléaire ou à charbon ; trois ans dans le cas d'un équipement plus léger. Le risque est évident : les marchés ont des durées de cinq ans dans les meilleurs des cas ; lorsque l'on se rend compte qu'il y a un réel problème d'approvisionnement – à supposer même que l'on s'en rende vraiment compte à temps –, on renforce systématiquement le courant après la consommation et donc le risque révélé par le marché ; on privilégie les équipements légers par rapport aux équipements de base, de long terme. C'est pourquoi, structurellement, les marchés ne peuvent pas résoudre cette question ; ils ne disposent pas nécessairement des bonnes indications en termes de sécurité d'alimentation.

Il existe donc un certain nombre de problèmes tout à fait passionnants à traiter. Dans le cas de la France, il a été décidé de procéder à un bilan révisionnel afin de détecter les éventuels problèmes à venir. La question est de savoir ce que l'on va en faire. En théorie, on ne peut en effet plus décréter arbitrairement que pour assurer la sécurité de l'alimentation, le régulateur ou le gestionnaire de réseau indépendant des producteurs a le droit d'émettre un appel d'offres pour construire des équipements assurant cette sécurité ; il s'agirait là d'une immixtion de la planification dans le fonctionnement « spontané » du marché, introduisant des distorsions non négligeables.

2. Les missions de service public d'EDF, les énergies renouvelables et le marché français

D'autres problèmes sont plus spécifiquement français. Il s'agit d'abord de la question du service public : la péréquation tarifaire est assez aisément résolue puisque, comme je l'expliquais, le problème central réside dans les consistances différentes des réseaux de distribution. À partir du moment où il existe un exploitant ou concessionnaire unique du réseau de distribution – comme EDF – la péréquation tarifaire de l'accès au réseau peut être établie sans trop de problèmes ; les seules différences qui subsistent concernent l'achat du kilowattheure aux différents points du réseau, mais elles demeurent minimes. Evidemment, lorsque le système actuel fonctionnera correctement, les consommateurs les plus habiles auront choisi le meilleur offreur et bénéficieront donc des prix les plus bas ; mais en théorie, tous les consommateurs auront une égalité des chances dans leur accès aux tarifs les plus concurrentiels, et il n'y a donc pas là d'élément de discrimination.

D'autres missions de service public sont à prendre en compte : les personnes en situation de pauvreté doivent avoir le droit à l'électricité, quel qu'en soit le prix ; il faut également permettre aux habitants des Dom – ne bénéficiant pas de ce grand réseau européen – de pouvoir acheter de l'électricité à un prix convenable, ce qui n'est pas même évident aujourd'hui en métropole.

Il faudrait également réfléchir aux incidences de ce système sur la problématique du développement des éoliennes, bien que je n'en sois pas très partisan.

Il s'agit donc là d'un ensemble de missions de service public confiées par le passé à EDF. Répercutés dans le passé sur les tarifs payés par le consommateur final, les coûts inhérents à ces missions font aujourd'hui l'objet d'un fonds dédié au service public, collecté par le gestionnaire de réseau, et donc finalement payé par le consommateur.

Reste néanmoins un problème particulier : grâce à la technologie nucléaire, et à son acceptation par les français, le coût de production d'EDF est très bas comparé au prix de marché. Certes, celui-ci est nécessairement un coût marginal, supérieur au coût moyen, mais EDF bénéficie d'un coût moyen nettement plus bas que la moyenne européenne. Or, si aujourd'hui les tarifs réglementés pour la petite clientèle venaient à être supprimés, et que l'on passait à un prix de marché augmenté du prix de réseau, il en résulterait une augmentation très substantielle du prix de l'électricité pour le consommateur final.

Le problème des émissions de gaz carboniques accroît encore l'écart : grâce aux technologies nucléaires et hydrauliques, la France n'émet presque pas de gaz carbonique pour produire de l'électricité ; or, le prix de marché est un coût marginal tenant compte des droits d'émission de CO₂. Nous avons donc là un autre problème, qui n'est pour l'instant pas résolu. Les solutions actuelles à ce problème ne sont que transitoires : on peut envisager le maintien au tarif réglementé, mais on peut non plus envisager l'autorisation de revenir au tarif réglementé, ou à un substitut de tarif intermédiaire pour ceux ayant abandonné le premier pour faire jouer la concurrence – ce que souhaitent les commissaires européens. Cependant, la question est de savoir s'il est légitime ou non que le consommateur français bénéficie d'accès à l'électricité à des prix traduisant les circonstances particulières de la production d'électricité dans notre pays. Remarquez cependant qu'en raisonnant en termes purement économiques, tout ceci ne change rien : si l'on s'aligne sur le prix européen, ce sont EDF et quelques autres opérateurs privilégiés qui empocheront la rente correspondante. Or, d'un point de vue social, de redistribution économique, il n'est pas indifférent de savoir si les clients doivent ou non perdre des avantages au profit des producteurs.

Voilà quelques-uns des problèmes européens et français qui se posent à nous aujourd'hui. Je vous propose de nous arrêter là. J'aurais pu, au fil de mon exposé, prolonger l'analogie établie avec différents secteurs fonctionnant en réseau, mais celle-ci est facilement à la portée de ceux qui connaissent leur fonctionnement particulier.

Q : Ma question concerne ce que vous avez appelé le « surcoût » découlant des émissions de CO₂, à payer par le consommateur d'électricité. Je voudrais comprendre les raisons pour lesquelles l'offre actuelle d'EDF destinée aux entreprises en termes d'énergies renouvelables est beaucoup plus coûteuse que votre offre traditionnelle. Ne devriez-vous pas normalement déduire du prix affiché les économies d'énergies réalisées ?

Je souhaiterais également vous interroger sur la notion de coût : avez-vous pu estimer le coût des dépenses engagées dans la construction d'un marché des énergies renouvelables en France ? Vous avez à cet effet créé une filiale, récemment introduite à la Bourse avec succès. Or, dès les années 1980, vous auriez pu envisager de soutenir ce marché, alors déjà émergent. Je voudrais connaître votre point de vue, en tant que chef d'entreprise, sur ces deux questions.

JB : Commençons par la deuxième question : cela fait quelque temps que l'on peut bénéficier d'un tarif d'achat privilégié en ce qui concerne les énergies renouvelables. Autrefois, la différence entre ce tarif et le coût réel de production était entièrement supportée par EDF, et répercutée sur le consommateur final. Aujourd'hui, la réalité est quelque peu différente : c'est à travers la contribution du service public que les aides correspondantes sont collectées et redistribuées sur l'ensemble des consommateurs.

Je prendrai deux exemples : il existe aujourd'hui un tarif d'achat pour l'énergie produite par les éoliennes qui s'élève à 80 euros par kilowattheure, alors que le prix de marché s'établit à 55 euros, et que le coût moyen de production supporté par EDF est encore plus bas. Il s'agit donc d'une subvention décidée par l'Etat, qui s'impose au titre de la mission de service public à l'ensemble du secteur électrique. Il existe par ailleurs un tarif d'achat de production photovoltaïque spécifique, établi selon la même logique.

Pour revenir à votre première interrogation, beaucoup de questions se sont posées quant à la manière de prendre en compte le problème de l'émission de CO₂. La première idée retenue reposait sur le fait qu'il existe des énergies n'émettant pas de CO₂ et pouvant donc bénéficier d'un label spécifique. Ceux qui souhaitent les acquérir les paient plus cher parce qu'il s'agit de ressources rares ; le jour où les émissions de CO₂ seront taxées, les clients les ayant acquises ne seront évidemment pas taxés au même titre que les autres.

Aujourd'hui, un marché d'émission CO₂ a été mis en place. Ce sont en fait l'ensemble des consommateurs des pays européens qui supportent ce coût d'émission formé sur le marché. D'où l'injustice découlant des mécanismes que vous avez évoqués.

Q : Je voudrais savoir quel est l'impact de l'élargissement de l'Union européenne sur la production électrique, ainsi que sur l'interconnexion entre les marchés. Je voudrais également en comprendre les impacts sur la mission de service public, eu égard à la mise en concurrence, à partir de 2007, de l'offre proposée à la clientèle domestique. J'ai l'impression que se profilent des services à l'énergie à travers des agences de l'énergie ayant vocation à conseiller les clients européens ; et ce, sachant que vous avez souligné que les consommateurs les plus habiles bénéficieront des meilleurs tarifs. Peut-on envisager le développement de ces services par les pouvoirs publics, ou sera-t-il uniquement le fait d'acteurs privés ?

JB : Sur le premier point, sachez que le réseau interconnecté européen était naguère un réseau essentiellement communautaire ; les pays satellites de l'ex-URSS étaient interconnectés avec le réseau russe. Aujourd'hui, et même avant l'élargissement, tous les pays européens sont entièrement interconnectés avec le système initial européen et fonctionnent selon des normes identiques, avec un synchronisme parfaitement assuré. Ceci était donc antérieur à l'élargissement. Aujourd'hui, le système concerne même l'Ukraine, bien qu'elle ne soit pas membre de l'Union européenne.

La production s'est quant à elle développée à l'Est, essentiellement sur la base des ressources locales. Si l'on prend l'exemple typique que constitue la République Tchèque, la production est essentiellement à base de charbon. D'un point de vue strictement économique, malgré quelques réserves en termes d'efficacité, ce système fonctionne correctement ; mais lorsque se développera réellement le marché d'émission des droits de CO₂ il s'avèrera rapidement problématique. Il s'agit

donc là d'un champ de reconversion important, et il est clair qu'il sera fait appel à des investisseurs privés – les électriciens actuels – pour moderniser cette part de la production européenne. Dans la perspective d'un renouvellement de ces centrales de charbon à faibles rendements par des centrales plus performantes, se profilent des gains potentiels de 20 à 30 %, réalisables sur la consommation de combustibles et sur les émissions de CO₂. En outre, comme c'est déjà le cas pour certains des pays de l'Est, la République tchèque accèdera peut être un jour à la technologie nucléaire. Le champ de remise en ordre du système de production et donc très vaste, offrant des perspectives intéressantes d'investissement.

C'est cependant sans doute du côté de la consommation que les progrès à réaliser sont les plus importants. Si l'on raisonne en termes d'intensité énergétique, de rapport entre la consommation d'énergie primaire par rapport au PNB, la consommation y est encore désastreuse – surtout en prenant en compte les émissions CO₂. La planification de type soviétique a induit des gaspillages considérables. Les progrès envisageables sont immenses.

Or, ce dernier point rejoint votre seconde question : plus encore qu'ailleurs, ces pays ont besoin de conseil en matière énergétique. Sur ce second aspect, rappelons que parallèlement à la libéralisation du marché électrique, celle du marché gazier a eu lieu – avec le même principe d'accès des tiers aux réseaux. Cela signifie qu'aujourd'hui, il est possible pour EDF, comme pour GDF, de proposer à ses clients une offre simultanée en électricité et en gaz. A cet égard, le plus gros concurrent d'EDF dans un marché libéralisé est très certainement GDF ; détenteur des fichiers de clientèles, l'entreprise peut au moins attaquer toute la clientèle gaz en lui proposant de l'électricité. Or bien entendu, cela n'est possible que si GDF a une source d'électricité fiable, ce qui donne quelque sens à sa fusion avec Suez.

Par ailleurs, à partir du moment où le marché est libéralisé, un certain nombre d'intermédiaires peuvent s'introduire entre le producteur et le consommateur. Ils peuvent négocier de l'électricité en gros pour la revendre au détail, avec des services associés, par exemple en termes de choix d'énergie, ou encore d'amélioration des performances énergétiques des *process* industriels. Ce métier a donc de l'avenir. Bien entendu, les électriciens et les gaziers en place investiront ce marché ; on le perçoit même au ton actuel des publicités d'EDF comme de GDF. Mais d'autres acteurs européens interviendront.

Q : Quelle est votre vision de ces différentes questions en termes de gestion de réseaux ? Vous parlez de la logique de l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Aujourd'hui ces derniers sont des filiales de producteurs de gaz ou d'électricité. On est aujourd'hui à la veille de décisions importantes de la part de la Commission européenne. Comment percevez-vous ces évolutions ? Les gestionnaires vont-ils s'émanciper des producteurs ?

JB : Il faut d'abord considérer la dimension institutionnelle. Au départ, la directive demandait une séparation comptable entre producteurs et gestionnaires, ainsi qu'une indépendance managériale. Ensuite, elle a requis une séparation juridique, en admettant la possibilité de la filialisation. Elle pourrait encore aller plus loin, en demandant une indépendance totale des gestionnaires vis-à-vis des producteurs. Par exemple, il pourrait s'agir de créer des établissements publics de gestion de réseaux sans aucun lien avec les producteurs ; c'est une possibilité.

Or, plus fondamentalement, la dimension fonctionnelle est essentielle : c'est la question du régulateur. Reconnaissons que la situation française était assez exemplaire en la matière, car avant même d'être filialisé, le gestionnaire de réseau opérait dans une indépendance totale, grâce à l'intervention du régulateur. Celui-ci approuvait les investissements du premier ; il était aussi son interlocuteur privilégié dans le cadre de la fixation des tarifs d'accès, décidés par les pouvoirs publics ; il s'occupait du fonds de service public préalablement évoqué, de la régularité de l'accès au réseau. Fonctionnellement, les liens étaient donc totalement coupés. En revanche, le cas de l'Allemagne était sensiblement différent, et même dans le cas de la filialisation actuelle, l'indépendance est loin d'être assurée. Lorsque l'on a décrété la libéralisation des marchés, l'Etat français a pris des mesures à reculons, mais les a menées à leur terme. Je peux vous assurer que, malgré quelques soubresauts, le gestionnaire de réseau a totalement rompu ses liens fonctionnels avec la maison-mère. Or cela n'a pas été le cas partout ailleurs.

Q : J'ai cru comprendre, à travers vos propos, qu'il existe une réelle difficulté à faire de la libre concurrence et du système de marché un facteur de régulation des économies en réseau, dans la mesure où le développement historique a montré que la concurrence dans les économies de réseau conduisait à des situations monopolistiques.

J'ai également compris que les tentatives d'ouverture des marchés européens ont conduit à un certain nombre de situations inadaptées aux besoins de nos économies. Vous avez par exemple pointé le fait que le simple prix du marché ne permet pas d'anticiper des choix stratégiques d'investissement pour les besoins d'énergie futurs.

Il me semble donc que, sur des questions aussi sensibles et aussi structurantes que l'énergie, les transports ou les télécommunications, il faudrait imaginer des mécanismes de régulation et de débats publics permettant des interventions sur la base d'autres critères que celui du « marché ». Par exemple, la France a fait le choix du nucléaire, qui fait preuve aujourd'hui d'une efficacité sans pareil.

Or, je n'ai pas souvenir d'un débat public sur la question. De même pour les éoliennes. Je ne parle évidemment pas de « débats publics » à caractère folklorique, mais de véritables débats citoyens. Sur des sujets aussi sensibles, et à condition qu'il y ait suffisamment de volonté politique allant dans ce sens, n'y aurait-il pas besoin d'un certain nombre de régulations permettant un débat citoyen dépassant le seul cadre du marché ? Ne pourrait-on pas ainsi faire prendre en considération d'autres points de vue.

JB : Il est vrai qu'il est difficile de faire entrer dans un mécanisme concurrentiel un système historiquement fondé sur la présence de rendements croissants et donc de situations monopolistiques. C'est pourquoi des régulateurs spécialisés sont indispensables pour faire régner la concurrence sur des systèmes ne s'y prêtant pas spontanément. Aujourd'hui, on observe même des tendances à la concentration dans les différents secteurs. Cela signifie qu'il existe d'autres facteurs de rendements croissants que les seuls réseaux, notamment la capacité de production. Le fait que les électriciens allemands sont moins nombreux qu'auparavant montre que les mécanismes engendrant de fortes concentrations subsistent.

Cependant, ces concentrations ont aujourd'hui lieu sur un marché européen, plus vaste. EDF, qui domine largement le marché français, est adaptée à la concurrence européenne sans pouvoir

prétendre pour autant à des situations monopolistiques excessives. Les facteurs de concentration subsistent donc, et ils s'exercent sur un marché plus vaste. Les tenants de la concurrence et de ses « effets bénéfiques » peuvent alors avancer des arguments allant dans leur sens. Cela étant, je suis d'accord avec vous : personne n'a jamais établi un bilan objectif des bienfaits et des inconvénients de la mise en concurrence de ces secteurs.

Par ailleurs, vous dites que de tels sujets de fond devraient faire l'objet de débats publics. En tant que membre de la Commission des Débats Publics, et ayant moi-même présidé plusieurs débats publics que vous qualifiez de « folkloriques », je tiens à vous dire que beaucoup sont sérieux. Il est vrai néanmoins qu'en matière d'énergie, il n'y a pas eu de débat sérieux : le lancement du nucléaire a découlé d'un dialogue entre EDF et l'Etat, à travers les différents ministres qui se sont succédé ; tous ont soutenu le nucléaire. Il incombait ensuite à EDF d'organiser des débats au niveau local, et de stipendier suffisamment les mairies réticentes aux installations nucléaires ; j'entends par là des mécanismes tout à fait légaux.

Il y aurait, paraît-il, eu un débat public tout à fait sérieux sur l'énergie il y a quelque temps. Vous n'en avez sûrement pas vu les traces, mais je me souviens y avoir participé, notamment au sein d'une table ronde questionnant les effets de la libéralisation des marchés sur la construction de centrales nucléaires. Il ne s'agit pas là de thèmes « grand public », et d'ailleurs la plupart des participants étaient essentiellement des retraités d'EDF.

Il se trouve qu'aujourd'hui, il existe une nouvelle Commission de l'Energie où je préside un groupe de travail réalisant la synthèse des données recueillies. Personnellement, je milite pour qu'une fois le document élaboré, se mette en place un véritable débat public sur l'énergie. Je ne sais pas si je serai entendu ; certains me suivent volontiers, d'autres y voient un sujet trop austère. Nous vivons un moment charnière en termes d'énergie, avec une variété de questions autour des gaz à effets de serre, de l'après-pétrole, des énergies renouvelables, de l'avenir de la technologie nucléaire. Cela vaudrait vraiment la peine que les Français qui le souhaitent partagent une large information, et qu'ils puissent émettre leurs différentes opinions sur ce sujet.

Q : En ce qui concerne les missions de service public, pouvez-vous m'indiquer les modalités de calcul et de répartition des coûts ?

JB : Le coût des missions résulte du calcul de l'écart entre ce que coûte le service et les conditions normales du marché. Dans certains cas, le calcul est simple : si des clients refusent de payer leurs factures, le dispositif est assez souple ; il s'agit du manque à gagner de celui qui vend l'énergie. De même, lorsque l'on alimente des DOM sur la base de tarifs continentaux, les coûts de production diffèrent en raison des spécificités locales telles que les centrales diesel ; c'est cela qui constitue la base de calcul. En fait, EDF compense le manque à gagner, mais celui-ci est réparti sur l'ensemble des consommateurs, qu'ils soient alimentés ou non par EDF.

Dans d'autres cas, le calcul est un peu plus délicat : lorsque je dis que l'on achète l'électricité des éoliennes à 80 euros/kilowattheure, la référence est-elle le prix de marché actuel – 25 euros/kilowattheure – ou le prix de revient d'EDF – de l'ordre de 30 euros/kilowattheure ? C'est ici qu'il incombe au régulateur de prendre les décisions adéquates concernant le prix de référence en fonction duquel le surcoût est calculé. Ensuite, dans le cas particulier des éoliennes, celles-ci étant

facturées 80 euros/ kilowattheure, l'éolienne bénéficiera d'une partie du surplus de la mission de service public, qui sera réparti sur l'ensemble des consommateurs.

Q : À côté de l'exemple de l'énergie ou de l'électricité, on peut évoquer d'autres types de réseaux, comme celui des transports. Sous l'impulsion de la Commission, le dispositif adopté actuellement distingue, grosso modo, le « *hard* » du « *soft* », le transport de la commercialisation. Le transport (le « *hard* ») est ainsi concerné par la gestion du service public, la péréquation et la commercialisation des activités. Vous avez exposé l'exemple de l'électricité, qu'il s'agisse de Gaz de France ou d'EDF– RTE. Je remarque des mécanismes analogues dans le domaine des chemins de fer et du fret. En matière de télécommunications, il me semble que la comparaison est un peu moins aisée en ce qui concerne le fil de cuivre. En revanche, lorsque l'on considère la question du développement de la fibre optique, qui portera peut-être les communications de demain, ce type d'organisation ne semble pas se profiler. J'ai de surcroît l'impression que la Commission ne va pas dans cette direction. Cela est-il dû à un manque de maturité de ce secteur en devenir, ou simplement au fait que son poids concurrentiel ne nécessite pas encore des tels mécanismes de régulation ?

JB : Les situations sont quelque peu différentes d'un secteur à l'autre, en dépit de la tendance de fond, irréfutable, que vous avez évoquée. L'essentiel, c'est de distinguer ce qui constitue réellement un monopole naturel des activités pouvant être soumises à la concurrence : il s'agit de savoir si le monopole est ou non contestable par d'autres investisseurs. Dans le cas de l'électricité, le réseau est évidemment un monopole naturel : il serait absurde de construire deux lignes de transport d'électricité se faisant concurrence ; et même s'il est possible de construire de sa propre initiative un réseau de taille réduite, on ne saurait pas construire des morceaux de réseau harmonieusement intégrés dans un vaste système interconnecté. Le transport de l'électricité ne constitue donc pas une activité contestable, la concurrence ne pouvant s'y introduire sans prise de risques inconsidérée.

La situation du gaz est déjà moins claire : la logique du réseau de transport de gaz ressemble certes à celle qui sous-tend le transport d'électricité ; on ne saurait poser des tuyaux isolés les uns des autres. En revanche, s'il s'agit de transport international, la situation est sensiblement différente : par exemple, Gazprom, groupe privé, a entamé la construction d'un gazoduc reliant la Russie à l'Allemagne. Certaines initiatives privées à caractère international peuvent donc se superposer à des réseaux nationaux dont la gestion est assurée quant à elle par des monopoles naturels.

Dans le cas des réseaux filaires et des télécoms en général, il est exact qu'il s'agit certainement de monopoles naturels : la logique débouchant sur la création de sociétés séparées et gestionnaires de réseau n'a pas été menée à terme. Cela est dû à des raisons historiques. Cependant, avec le recul, nombreux sont ceux qui pensent qu'une telle séparation aurait rendu les choses plus claires ; or la Commission n'a pas attaché une grande importance à ce problème.

En revanche, s'agissant de la fibre optique, la situation est plus que claire : on peut construire de façon parfaitement concurrentielle des réseaux de transport d'informations par fibres optiques. Pour les besoins propres d'EDF, nous avons par exemple mise en place des installations de fibres optique permettant de sécuriser nos réseaux préexistants. Or elles étaient utilisées en deçà de leurs capacités. La vente de ces capacités non employées a alors été envisagée ; cela a été initialement refusé, mais peut-être la situation a-t-elle été depuis débloquée. De même, la SNCF avait développé un réseau de fibre optique pour sécuriser ses propres circulations, et dont les capacités peuvent être

commercialisées. Il s'agit donc là d'un tout autre système, où les capacités peuvent être développées de manière concurrentielle, avec une coordination relativement facile, contrairement à d'autres systèmes.

Le sujet présente donc de très fortes analogies entre différents secteurs, mais également des spécificités que l'on ne peut négliger.