



HAL
open science

Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique

Jean-Pierre Angelier

► **To cite this version:**

Jean-Pierre Angelier. Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique. 2005. halshs-00120737

HAL Id: halshs-00120737

<https://shs.hal.science/halshs-00120737v1>

Preprint submitted on 18 Dec 2006

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITE PIERRE MENDES-FRANCE
UFR Economie, Stratégies, Entreprise

**Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence
réglementée.**
Une perspective historique

Jean-Pierre Angelier

Avril 2005

Une véritable révolution est en train de bouleverser les industries françaises de l'électricité et du gaz. L'organisation qui avait mis près d'un demi-siècle à se forger et avait fonctionné efficacement pendant un autre demi-siècle est, en quelques années, remplacée par une autre : le monopole public national verticalement intégré laisse la place à une concurrence (libéralisation) organisée et réglementée par l'Etat. Ces modifications structurelles s'accompagnent de transformations profondes dans les pratiques habituelles des consommateurs et des fournisseurs d'électricité et de gaz.

Depuis le 1er juillet 2004, tous les consommateurs professionnels d'électricité et de gaz, toutes les collectivités locales, sont devenus éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent choisir librement leur fournisseur. S'ils exercent cette faculté, le ou les fournisseurs qu'ils auront choisis leur proposeront désormais deux contrats, l'un d'accès au réseau de distribution ou de transport à prix réglementé par le Ministère de l'Industrie, l'autre de fourniture d'énergie à un prix variable sur une base négociée avec le fournisseur. Si le consommateur éligible choisit d'exercer cette éligibilité, il effectue un choix sans retour possible vers les prix administrés qu'il connaissait jusqu'à présent avec les entreprises publiques EDF et GDF, quasi-monopole de production, transport et distribution d'électricité et de gaz.

De la concurrence instaurée entre offreurs d'énergie, on attend une baisse des coûts et des prix. Pourtant, la plupart des professionnels restent prudents, hésitent à franchir le pas et à adopter les contrats de fourniture concurrentiels. Le poids des habitudes, bien sûr, ralentit la prise de décision, même lorsqu'elle mène à une situation plus avantageuse. Mais la situation nouvelle est-elle vraiment préférable à l'ancienne ?

Des transformations similaires s'opèrent dans d'autres pays mais les échos que l'on a de ces expériences n'aident pas toujours le consommateur français à aller de l'avant : on entend parler de la crise électrique californienne de 2000-2001, on apprend la faillite frauduleuse de l'électricien américain Enron, on évoque les black-out sur Londres, Rome, et la Scandinavie de l'été 2003, on constate que le prix du kWh réglementé livré par EDF est plus bas que celui délivré par les électriciens concurrentiels de France, d'Italie, d'Allemagne. Dans d'autres secteurs et d'autres pays, où l'on était également habitué à un monopole public, la libéralisation est introduite ou est sur le point de l'être : dans les télécommunications, les transports ferroviaires et aériens, la radio et la télévision, la poste par exemple. Les informations ou expériences que l'on a sur l'efficacité des structures nouvelles de ces industries ne permettent pas d'emporter l'adhésion, laissent là encore le consommateur perplexe.

Nous allons replacer dans une perspective historique l'évolution institutionnelle des industries françaises de l'électricité et du gaz, en effectuant parfois des incursions dans d'autres pays. Nous soulignerons ainsi la logique qui a présidé à l'organisation de l'offre d'électricité et de gaz telle que nous la connaissons aujourd'hui et qui régit son fonctionnement.

Dans un premier temps, nous montrerons comment et pourquoi les industries de l'électricité et du gaz se sont tout d'abord constituées en monopoles publics de production, transport et distribution, en France comme dans la plupart des pays, y compris les plus libéraux. Cette première organisation institutionnelle est attachée au fait que ces industries sont considérées comme des monopoles naturels dont la gestion est plus efficace quand elle est publique que privée. De fait, du lendemain de la seconde guerre mondiale jusqu'à maintenant, les deux opérateurs historiques que sont EDF et GDF ont rempli leurs missions de doter la France d'une industrie électrique et gazière avec une grande efficacité.

Pourtant, en France comme ailleurs, depuis une vingtaine d'années, des voix s'élèvent demandant que le statut de ces entreprises soit modifié : les libéraux expliquent que la

concurrence est plus efficace que le monopole ; et aussi, dans le cadre de la constitution d'un marché unique européen, il apparaît que l'organisation institutionnelle historique n'est plus adaptée. Nous montrerons, dans un second temps, comment et pourquoi une nouvelle structure remplace l'ancienne : une offre d'électricité et de gaz ouverte à la concurrence, un transport et une distribution restant sous monopole public, le tout étant placé sous la surveillance d'une commission de régulation du secteur de l'énergie.

Dans un troisième temps, nous exposerons ce que sont les modalités de fonctionnement de trois niveaux de transaction autrefois intégrés dans un ensemble monolithique et désormais distinctes : le marché de gros de l'électricité et du gaz, l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution, les contrats passés entre le consommateur final et les fournisseurs d'énergie qui sont désormais choisis librement dans un cadre concurrentiel.

Pour terminer, nous évoquerons dans un dernier chapitre un ensemble de réflexions relatives à l'efficacité de la nouvelle organisation de l'offre d'électricité et de gaz dont notre économie est désormais dotée : quel est aujourd'hui le degré d'ouverture des marchés de l'énergie ? Quelles sont les principales appréhensions qui empêchent les consommateurs professionnels et les collectivités locales d'aller plus rapidement vers le marché concurrentiel ? L'ouverture à la concurrence se traduit-elle par un avantage de prix effectif ? L'organisation concurrentielle permet-elle de maintenir la qualité du service à laquelle les usagers sont habitués ?

1 – L'organisation historique des industries de l'électricité et du gaz

En France, l'industrie de l'électricité est née dans la seconde moitié du dix-neuvième siècle, celle du gaz a vu son accession au rang de véritable industrie à partir de 1950. L'une et l'autre sont étroitement liées à l'action des pouvoirs publics, en France comme dans tout autre pays, même dans les économies les plus libérales.

A l'origine, l'électricité est destinée essentiellement à satisfaire un usage d'éclairage. Dans cet usage, elle supplante de manière quasi-instantanée le gaz manufacturé car moins coûteuse et plus commode d'emploi. A cette première utilisation spécifique s'ajoutent très vite des usages industriels spécifiques dans la chimie et la métallurgie. L'électricité trouve encore d'autres débouchés dans les transports urbains, la traction électrique se développant avec le tournant du siècle. Et c'est dans la concurrence victorieuse avec la machine à vapeur, au début du vingtième siècle, que l'électricité trouve son principal vecteur de dynamisme : des débouchés industriels massifs. Le gaz pour sa part, manufacturé à l'origine, ne prendra sa place dans le bilan énergétique français qu'avec les découvertes de Lacq en 1951, le gaz naturel remplaçant un gaz de ville peu diffusé, remplaçant dans certaines conditions le fuel lourd et le fuel domestique.

1.1 - La naissance des industries de l'électricité et du gaz en France et en Europe

1.1.1 – Les débuts de l'industrie électrique française

En France, à la veille de la première guerre mondiale, la capacité installée est de 900 MW (la taille d'une petite centrale nucléaire d'aujourd'hui), la production électrique est de 1,8 TWh ; cette production est de 2,2 TWh en Italie, de 2,5 TWh au Royaume-Uni, de 8 TWh en Allemagne.

L'offre d'électricité est le fait d'un petit nombre de grandes sociétés qui contrôlent les marchés urbains denses et d'un petit nombre d'auto producteurs qui consomment leur propre électricité : dans les vallées des Alpes en particulier (papetiers, chimistes, métallurgistes).

Les pouvoirs publics français se refusent à intervenir directement dans la production électrique mais doivent exercer leur fonction législative car la distribution de l'électricité exige un empiètement sur la propriété privée. La première loi sur l'électricité date du 15 juin 1906. Cette loi confère à la distribution de l'électricité le statut de service public, assuré par les communes qui sont propriétaires des réseaux. Si elles ne souhaitent pas effectuer directement la gestion de cette activité, les collectivités locales peuvent la déléguer à des sociétés concessionnaires. La plupart des communes choisissent le régime de la concession de délégation de service public ; peu d'entre elles assument directement cette responsabilité dans le cadre d'une régie. Pour les autres activités de l'industrie électrique, production et transport, l'Etat laisse jouer la libre concurrence entre sociétés privées.

En 1938, la production électrique française est de 21 TWh. Quelques grandes sociétés dominent le secteur, telles la Compagnie Thomson-Houston, la Compagnie Générale d'Electricité, l'Union Houillère et Electrique ; les usines sont nombreuses et de petite taille, qu'elles soient thermiques ou hydrauliques. Assurés d'une croissance stable de la demande, les producteurs attendent frileusement que la demande potentielle constitue le débouché d'une nouvelle unité de génération avant d'en réaliser l'investissement. Les nouvelles centrales sont petites, suivant par paliers l'évolution de la demande. Les investissements lourds en capitaux, à long délai de retour, sont écartés car non rentables. Ainsi le potentiel hydroélectrique du pays est-il largement sous-équipé : l'aménagement des plus grandes chutes d'eau pourrait donner lieu à un surplus d'électricité sur le marché, ce qui ne manquerait pas de déprimer les prix et d'abaisser la rentabilité des investissements. Un argument d'ordre politique vient conforter ce comportement malthusien : l'hydroélectricité risquerait de concurrencer le charbon utilisé dans la génération thermique, ce qui mettrait au chômage un grand nombre de mineurs. L'industrie électrique se développe donc, très lentement. En 1938, la production allemande d'électricité est deux fois et demie plus importante que celle de la France, la production britannique une fois et demie.

Le transport d'électricité tarde aussi à se développer. Il n'est pas organisé au plan national mais à l'échelle des régions, huit groupes régionaux se constituant pour approvisionner les plus grandes agglomérations, la région parisienne étant convoitée par plusieurs de ces groupes. L'idée d'une interconnexion nationale ne correspond pas à leurs objectifs stratégiques.

Au cours de cette période, l'Etat s'engage ponctuellement dans l'industrie électrique en créant le Réseau d'Etat des Régions Libérées (Alsace et Lorraine) et en constituant, en 1933, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), chargée de l'aménagement hydroélectrique du fleuve que le secteur privé se refusait à mener à bien.

1.1.2 - Dans d'autres pays européens et aux Etats-Unis

En Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, l'Etat s'est beaucoup plus impliqué dans l'industrie électrique que ce n'est le cas chez nous. En Allemagne, à la veille de la seconde guerre mondiale, 10% de l'électricité est produite et distribuée par des entreprises privées, le reste l'étant par des entreprises à capitaux publics appartenant aux communes, aux *Länder* ou au *Reich*. Au Royaume-Uni, les municipalités assurent environ 60% des ventes d'électricité et un réseau interconnecté, le *Grid*, a été constitué à l'échelle du pays par une entreprise publique, le *Central Electricity Board*. En Italie, l'Etat fasciste est amené, bien malgré lui, à gérer directement l'industrie électrique : la crise financière de 1933 risquait de mettre en faillite l'ensemble du système bancaire italien ; pour éviter cela, l'Etat rachète les actifs

industriels des trois grandes banques du pays et les regroupe dans une holding : l'Institut pour la Reconstruction Industrielle, IRI. En 1937, l'IRI devient un organisme public, gérant en particulier l'essentiel de l'industrie électrique transalpine.

Aux Etats-Unis, l'Etat intervient dans l'industrie électrique dès sa naissance, en créant des *utilities*, entreprises publiques détenant un monopole local ou régional de production et de distribution. La *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* est également mise en place, chargée de veiller à ce que ces monopoles publics n'abusent pas de la position dominante dont ils jouissent.

1.1.3 - Les industries gazières

Avant la seconde guerre mondiale, l'industrie gazière est très peu développée. Des régies, ou des entreprises concessionnaires assurent ici et là la production et la distribution de gaz manufacturé (gaz de ville), un combustible rapidement écarté par l'électricité pour satisfaire les usages d'éclairage. Aux Etats-Unis, qui avec le Canada et la Roumanie consomment la quasi-totalité du gaz naturel produit dans le monde, des entreprises publiques communales de production et distribution sont constituées en monopoles locaux, les *utilities*, à l'image de celles qui gèrent l'électricité. La *FERC* surveille le fonctionnement de ces entreprises publiques.

Ainsi, à la veille de la seconde guerre mondiale, l'Etat intervient-il directement dans les industries électriques de plusieurs pays, la France laissant une part bien plus importante au secteur privé que ce n'est le cas chez ses voisins. Le Front Populaire était pourtant passé par là, avec les premières nationalisations : le secteur de l'énergie échappait encore à l'Etat, mais plus pour longtemps.

1.2 - La constitution des monopoles publics de l'électricité et du gaz

La fin de la seconde guerre mondiale ouvre une ère nouvelle pour les économies occidentales. En particulier, les Etats prennent en charge directement leur système énergétique national, constituent des monopoles publics qui souvent sont verticalement intégrés, c'est-à-dire présents tout à la fois dans la production, le transport, la distribution, la commercialisation.

1.2.1 - Les nationalisations

En France, la loi du 8 avril 1946 établit la nationalisation des sociétés privées de production, transport et distribution d'électricité et de gaz. Deux entreprises publiques (Etablissements Industriels à caractère Industriel et Commercial) sont créées pour gérer les actifs des sociétés nationalisées : Electricité de France, et Gaz de France. On notera que ces deux entreprises ne bénéficient du statut de monopole que pour le transport et les importations de leurs énergies respectives. D'autres producteurs d'électricité subsistent aux côtés d'EDF, qui en 1950 livre 60% de l'électricité du pays : la CNR, la SNET (Société Nationale d'Electricité Thermique, filiale de Charbonnages de France), la SHEM (Société Hydroélectrique du Midi, filiale de la SNCF) et des auto producteurs. Ces entreprises ne sont pas autorisées à vendre de l'électricité à un tiers, si ce n'est à EDF. Le statut de la distribution n'est pas modifié par la loi de 1946 ; à cette occasion toutefois, la plupart des communes transfèrent à EDF ou à GDF les concessions de distribution, quelques agglomérations conservant leurs régies : Electricité de Strasbourg, Régie de Gaz et Electricité de Grenoble, Electricité de Bordeaux, par exemple.

Avec la découverte du gisement de Lacq en 1951, dont l'exploitation est confiée à l'ERAP (entreprise publique), Gaz de France, petite entreprise à sa création, prend rapidement de l'importance ; son rôle s'accroît encore à mesure que les importations gazières d'Algérie (Hassi R'Mel est découvert en 1956) et des Pays-Bas (Groningue-Slochteren, découvert en 1959) complètent la production domestique. Deux autres transporteurs et distributeurs locaux

restent présents aux côtés de GDF : la CFM (Compagnie Française du Méthane) et le GSO (Gaz du Sud Ouest). La distribution du gaz est majoritairement assurée par GDF, des régies municipales venant en complément, les services commerciaux étant communs à EDF et GDF.

Les bouleversements sociaux et politiques résultant de la guerre sont à l'origine des nationalisations. Le Gouvernement Félix Gouin et le Ministre communiste Marcel Paul ont fait voter ces lois qui avec le recul du temps apparaissent comme des mesures de cohésion politique et sociale de la nation : la Libération n'est pas loin, qui a mis en évidence de forts clivages politiques entre la droite et la gauche, communiste essentiellement et légitimée par la Résistance ; les risques d'immixtion politique des Etats-Unis sont très présents et très crédibles. La droite et la gauche doivent trouver des compromis pour qu'une nation française unie et autonome renaisse de ses cendres. Ces nationalisations sont d'autant mieux acceptées que la gestion privée de l'industrie électrique d'avant-guerre s'était révélée très malthusienne. Il convient de rompre radicalement avec cette attitude puisque l'énergie apparaît comme un des piliers de la reconstruction économique : si les capitaux privés n'ont pas réussi à doter la France de l'industrie électrique dont elle a besoin, les capitaux publics le feront.

Chez nos voisins, les industries électriques et gazières connaissent la même transformation institutionnelle. Au Royaume-Uni, la loi du 13 août 1947 constitue le *British Electricity Authority (BEA)*, entreprise publique chargée de la production et détenant le monopole du transport de l'électricité ; cette loi organise aussi la distribution en quatorze *Area Electricity Boards* publics ; l'*Electricity Council* est chargé de la coordination de l'ensemble. Le *BEA* devient le *Central Electricity Generating Board (CEGB)* en 1957. *British Gas* est également constituée à cette époque, entreprise publique disposant du monopole du transport du gaz, qui devient bientôt une firme importante à mesure que sont développés les gisements de la Mer du Nord britannique. La distribution du gaz est le fait d'entreprises communales. En Italie, la loi du 6 décembre 1962 porte nationalisation de la plupart des sociétés électriques privées et regroupe leurs actifs dans l'*Ente Nazionale per l'Energia Elettrica* ou *ENEL*, entreprise publique d'électricité disposant du monopole du transport d'électricité et assurant plus de 70% de la production ; la distribution reste largement aux mains des municipalités. Dans le domaine gazier, *Agip*, filiale de l'*ENI*, entreprise publique, est chargée du domaine gazier national (le gisement de *Corte Maggiore*, dans la plaine du Pô, avait été découvert en 1949). En Allemagne, devenue RFA le 8 mai 1949, le *Reich* centralisateur est remplacé par le *Bund* fédéral. On assiste à un certain recul de l'emprise de l'Etat central, le *Bund* cédant ses actifs industriels aux *Länder*, mais les onze *Länder* et les municipalités sont toujours très présents dans le capital des entreprises électriques désormais mixtes ; on assiste aussi à un mouvement de concentration de l'industrie électrique autour des neuf plus grandes entreprises (dont *RWE*, *Bayernwerk*, *VEW*, *Preussenelectra*, *EVS*, *HEW*, *Badenwerk*) qui offrent les trois quarts de l'électricité de la fédération ; ces neuf entreprises ne se concurrencent pas puisque chacune d'elles dispose du marché captif d'un ou de plusieurs *Länder* ; elles se coordonnent pour organiser un réseau de transport interconnecté sur l'ensemble du territoire de la RFA ; les entreprises communales continuant, comme par le passé, à assurer l'essentiel de la distribution (près d'un millier de *Stadtwerke* assurent la distribution de l'électricité et du gaz). Dans le domaine du gaz, différentes entreprises à capitaux mixtes sont engagées dans les trois activités de l'industrie ; *Ruhrgaz* est la plus importante d'entre elles.

1.2.2 - La théorie économique du monopole

Effectuons une petite incursion dans le monde des économistes en ouvrant la boîte à outil de ce que l'on appelle la théorie néo-classique. Pour l'économiste et tout particulièrement l'économiste libéral, la concurrence est la structure de marché la plus efficace. C'est elle qui permet la meilleure utilisation des ressources productives rares, c'est elle qui permet la

meilleure détermination possible des prix résultant du jeu de la loi de l'offre et de la demande. Cependant, dans certaines activités particulières que l'on caractérise comme des défaillances du marché, la structure concurrentielle n'est pas efficace et l'Etat doit intervenir.

C'est le cas tout d'abord de ce qu'on appelle les biens collectifs. De tels biens présentent deux particularités : leur consommation par un individu ne prive pas un autre individu de cette même consommation ; et aussi, pour consommer un bien collectif, on ne doit pas payer (ou il est trop coûteux d'organiser une modalité de paiement pour une telle consommation). L'éclairage public des rues, par exemple, est un bien collectif. Dans ce cas de défaillance du marché, l'entreprise privée ne peut offrir efficacement le bien collectif ; c'est l'Etat qui le fait et en finance la production par l'impôt.

L'autre défaillance du marché est ce qu'on appelle le monopole naturel. Une industrie est un monopole naturel lorsque les économies d'échelle attachées à l'offre sont telles que, étant donnée la taille du marché, une seule firme fabriquera ce produit à un coût unitaire moindre, dans tous les cas, que si ce produit était fabriqué par plusieurs entreprises (on dit qu'il y a économies d'échelle lorsque le coût unitaire de fabrication diminue à mesure que le volume de production augmente, ou à mesure que la capacité de production s'accroît). Dans le cas d'un monopole naturel, la concurrence joue tout d'abord entre plusieurs offreurs (la concurrence est un processus dynamique et non pas un état stable) en favorisant la plus grande des entreprises (celle qui déjà bénéficie d'économies d'échelle) ; elle produit au coût unitaire le plus bas et peut donc vendre au prix le plus bas, éliminant ainsi ses concurrents les moins bien placés ; au fur et à mesure qu'elle prend la part de marché de ses concurrents malheureux, la firme grandit, profite encore plus des économies d'échelle, est de plus en plus favorisée face aux concurrents restants qui sont à leur tour éliminés ; le processus joue jusqu'à ce que la firme qui au départ bénéficiait d'un petit avantage relatif se trouve en situation de monopole.

Une fois le monopole établi, la firme continue à se comporter comme elle l'a fait si efficacement pour elle jusqu'à maintenant, en déterminant un volume de production qui lui permet de maximiser son profit. Ce faisant, elle offre au marché une quantité moindre que ce ne serait le cas en situation de concurrence, et la confrontation entre l'offre et la demande aboutit à un prix de marché supérieur à ce que serait le prix de concurrence. En outre, l'équilibre de marché ainsi obtenu permet au monopole de dégager un super profit, une rente de monopole qui rémunère confortablement sa position dominante, qui aboutit à une rémunération du monopole considérée comme inéquitable du point de vue de la répartition des revenus.

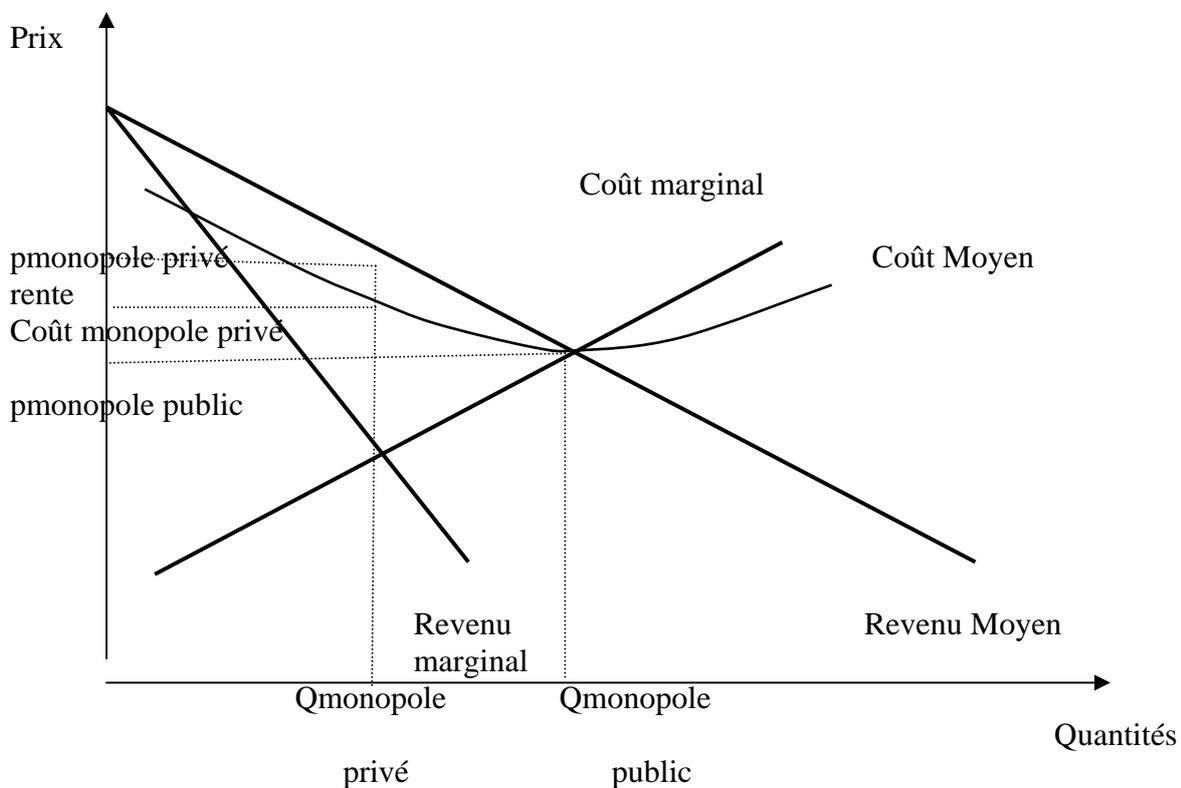
On comprend pourquoi les Etats-Unis ont si peur des monopoles, eux qui dès 1890 ont voté une loi antitrust, le Sherman Act, sanctionnant toute entreprise qui tendrait à devenir un monopole. Ainsi la Standard Oil of New Jersey a été scindée en 37 entreprises, Bell a été éclatée en plusieurs centaines de petites sociétés de téléphonie. C'est au nom de cette crainte du monopole que Bill Gates est régulièrement confronté à la justice devant laquelle il doit démontrer que Microsoft n'abuse pas de ses avantages technologiques. En Europe, cette crainte du monopole anime également la Commission des Communautés Européennes qui donne ou non son autorisation avant toute fusion importante entre entreprises : Schneider Electric n'a pas été autorisé à racheter Legrand au motif que cela lui conférerait une position dominante sur le marché de la construction électrique ; Danone n'a pas pu racheter Perrier car possédant déjà Badoit, elle aurait disposé d'un quasi-monopole sur le marché des eaux minérales gazeuses.

Le dilemme est alors le suivant : comment faire lorsque les économies d'échelle poussent à l'accroissement de la taille des entreprises, à la concentration, lorsque l'efficacité en termes de coût de production est d'autant plus grande que les firmes sont de grande taille, lorsque l'efficacité productive du monopole est la meilleure ? Faut-il bloquer le processus de

croissance et de concentration au détriment de l'efficacité productive, comme cela se passe aux Etats-Unis avec le *Sherman Act* ? Faut-il laisser jouer la concurrence et le processus de concentration qui l'accompagne, au détriment de l'efficacité en termes de répartition des revenus et en termes de satisfaction de la demande ?

Pour l'économiste, la solution est la suivante : si l'on est en présence d'un monopole naturel, ce monopole doit être conservé mais doit être géré par l'Etat. Acteur particulier, l'Etat ne cherche pas à maximiser son profit mais recherche le bien-être supérieur de l'économie dans son ensemble. Ainsi, et l'on retourne au jargon de l'économiste, l'Etat gestionnaire d'un monopole naturel ne déterminera pas une production telle que son profit est maximum, mais telle que le surplus collectif est maximum : c'est-à-dire une quantité et un prix qui correspondent à ce qu'ils seraient en situation de concurrence. La rente de monopole, dans cet équilibre, a disparu.

Graphique 1 : L'équilibre du monopole public et du monopole privé



Ainsi, lorsqu'une industrie se trouve caractérisée par des économies d'échelle tellement importantes qu'il y a place pour un seul offreur si l'on veut que le coût de production unitaire soit le plus bas possible, ce que l'on qualifie de monopole naturel, alors il faut que cette industrie soit organisée en monopole public. Cette logique économique étaye les nationalisations décidées après la seconde guerre mondiale, étaye le fait que des monopoles publics ont toute légitimité à exister puisqu'ils sont plus efficaces que toute autre structure industrielle (en termes de coût de production, de satisfaction de la demande, d'équité dans la répartition des revenus). Les monopoles publics de l'électricité et du gaz ont ainsi pu se développer en toute légitimité, comme ce fut le cas également dans d'autres secteurs, les mêmes dans tous les pays, qui correspondent aussi à un monopole naturel : les transports ferroviaires et aériens, les transports collectifs urbains, les autoroutes, les télécommunications, les services postaux, la radio, la télévision.

1.3 – Le fonctionnement des entreprises publiques de l'électricité et du gaz

Une fois constituées en monopole public les industries de l'électricité et du gaz, deux questions se posent qu'il va falloir résoudre rapidement : quelles peuvent être les relations entre l'Etat propriétaire et l'entreprise publique, pour que tout le monde y trouve son compte ? Comment fixer les prix de l'électricité et du gaz, comment facturer ces biens particuliers aux consommateurs ?

1.3.1 - Les relations entre l'Etat et les entreprises publiques de l'énergie

Le monopole public est institué et il convient de le faire fonctionner efficacement. Monopole, il n'est plus soumis aux aiguillons de la concurrence et pourrait très rapidement devenir inefficace : il pourrait ne pas mettre à profit les avancées du progrès technique, les investissements de croissance pourraient ne pas être entrepris, par exemple. Ou encore, le monopole public pourrait fonctionner non pas dans le but de satisfaire au mieux l'intérêt de la collectivité, mais pourrait rechercher avant tout son propre avantage : les cadres et salariés du monopole pourraient s'attribuer des rémunérations excessives, des syndicats pourraient s'ériger en syndicats-maison, le monopole pourrait étouffer toute possibilité de changement favorable qui l'obligerait à faire des efforts et à sortir d'un confortable comportement routinier. Pour éviter de telles dérives, l'Etat doit faire en sorte que le monopole public se comporte au mieux de l'intérêt collectif. L'industrie électrique et l'industrie gazière étant propriété de l'Etat, il s'agit d'organiser les relations entre entreprise publique et pouvoirs publics afin que cette dernière soit efficace.

Comment faire ? L'Etat propriétaire a le droit d'intervenir dans la gestion des entreprises publiques mais comment, jusqu'où, avec quels objectifs ? Il faudra vingt ans pour trouver la bonne réponse à ces questions.

Dans un premier temps, le contrôle de l'Etat sur les entreprises publiques s'exerce par l'intermédiaire de leurs ministères de tutelle (Ministère de l'Industrie, Ministère des Finances, Commissariat Général du Plan) et intervient a priori puis a posteriori : l'Etat détermine les salaires, les prix de vente, les prix des achats, le montant des investissements et leurs modalités de financement. Cette tutelle apparaît tout de suite comme trop lourde, paralysante, inefficace. Le contrôle a posteriori est très vite supprimé car intervenant trop tard de toutes façons.

L'Etat utilise alors les entreprises publiques comme un outil privilégié de sa politique énergétique ; l'électricité tend à devenir un simple relais de transformation et valorisation du charbon national, au détriment d'une dynamique propre et spécifique. Puis, dans les années soixante, les entreprises publiques sont utilisées comme outil de politique économique, comme instrument de régulation de l'activité. En période de ralentissement économique, on relance les investissements des entreprises publiques ; en période d'excès de la demande intérieure, on les réduit. Une telle pratique s'est rapidement révélée coûteuse, inefficace. Cette irrégularité des programmes a tout particulièrement entaché le processus d'équipement hydroélectrique de la Durance. L'évidence est là : l'Etat gère mal ses entreprises.

En 1967, la solution est enfin trouvée. Avec la publication du Rapport du groupe de travail du Comité Interministériel sur les entreprises publiques présidé par Simon Nora, il devient admis que même publique, une entreprise est une firme avant tout, qui doit être dotée d'une stratégie propre et doit être responsable de sa gestion si l'on veut qu'elle réalise de bonnes performances. Dans cet esprit, une convention est passée pour la première fois entre l'Etat et EDF, un Contrat de Programme, le 23 décembre 1970. Ce contrat de programme a permis d'améliorer la gestion industrielle et commerciale de l'établissement public, tout en lui reconnaissant le droit à une autonomie certaine. Ce type de contrat (appelé contrat d'entreprise, ou de plan, ou de progrès) se révèle très efficace et devient très vite la norme des relations entre l'Etat et les entreprises publiques. A titre d'exemple, voilà de manière

simplifiée les principales clauses du contrat de plan passé entre l'Etat et EDF pour la période 1989-1992 : EDF doit réduire les prix de l'électricité livrée à ses clients de 1,5% par an ; elle doit réduire sa dette de 3 milliards d'euros (20 milliards de francs, à l'époque) ; elle doit rémunérer au taux de 5% les capitaux de l'Etat engagés au passif de son bilan ; elle doit assurer la sécurité nucléaire, l'approvisionnement des consommateurs et autres missions de service public. Avec un tel contrat, l'entreprise publique est obligée d'améliorer régulièrement sa productivité ; d'au moins 1,5% par an, gains qu'elle affecte à ses clients ; et si elle réalise des gains plus importants, elle les garde pour elle. Ainsi est-elle libre de sa stratégie et incitée à être efficace.

Du fait de leur statut, les entreprises publiques sont par ailleurs tenues de respecter un certain nombre de règles de service public qui obéissent à trois principes fondamentaux :

- la continuité du service : le service doit être offert sans interruption puisqu'il doit satisfaire des besoins considérés comme essentiels ;
- l'égalité de traitement : des usagers placés dans la même situation face au service public doivent être traités de la même manière ; il y aura en particulier péréquation des tarifs (un seul tarif sur tout le territoire, y compris les îles et les Départements d'outre-mer, pour une même catégorie d'usagers) ;
- l'adaptabilité : le service public doit rester de qualité, doit évoluer en fonction des techniques et des besoins des usagers, des contraintes qui pèsent sur la société (les contraintes environnementales par exemple).

1.3.2 - La détermination des prix : tarif binôme et tarification au coût marginal

La mise en place d'un monopole public de l'électricité en France a permis l'invention d'une modalité de tarification très pertinente, modalité rapidement adoptée par l'ensemble des industries de monopole naturel dans le monde : un tarif binôme, avec tarification au coût marginal.

La relation entre l'offreur d'électricité et de gaz et le consommateur est tout à fait particulière : elle ne correspond pas à un marché où chaque consommateur peut comparer les prix et les qualités de différents offreurs, mais s'établit dans un cadre contraint par des spécificités techniques : un seul câble ou un seul tuyau relie le consommateur au producteur. Notons également que dans le cas de l'électricité, le bien n'est pas stockable : si le consommateur ouvre l'interrupteur, l'électricité appelée doit être produite instantanément. L'offreur étant un monopole public, il est soumis à une obligation de livraison et doit de ce fait dimensionner ses capacités d'offre en l'adaptant à la demande potentielle. Si celle-ci est très erratique, fluctue fortement entre les différentes heures de la journée, entre les différents jours de l'année, il faudra installer une importante capacité de production, transport et distribution, simplement pour une éventuelle demande potentielle qui ne s'exercera pas nécessairement : ce qui reviendrait très cher à l'économie dans son ensemble, ce qui reviendrait très cher au consommateur, la sous-utilisation des capacités constituant un gaspillage certain. Il va donc falloir canaliser la demande, la responsabiliser, afin que l'offreur puisse adapter son potentiel.

Ainsi, contrairement à la plupart des biens, l'électricité et le gaz ne vont pas être vendus à un prix unique, mais ce sont deux éléments différents qui vont être facturés au consommateur ; ce que l'on appelle un tarif binôme. La première composante que paye le consommateur correspond au potentiel de consommation qui lui est offert : dès qu'un nouvel usager s'abonne, l'offreur doit accroître ses capacités d'un montant correspondant à ce que le nouvel abonné est susceptible de soutirer ; le tarif comporte ainsi une partie fixe, indépendante de la quantité d'énergie effectivement appelée ; cette partie fixe est justifiée par le fait qu'une capacité de production, transport et distribution doit être en permanence disponible pour satisfaire le consommateur, dès qu'il décide de tourner l'interrupteur ou

d'ouvrir le robinet. Plus le potentiel instantané dont le consommateur désire disposer est important, plus la partie fixe du tarif est forte : ainsi le consommateur est-il incité à étaler dans le temps sa demande plutôt que de la concentrer sur une puissance importante, s'il le peut ; alors, il paiera moins cher son raccordement à un potentiel de consommation.

L'autre partie du tarif correspond à la quantité d'énergie effectivement consommée par l'utilisateur, kWh électriques ou m³ de gaz. Là encore les particularités des industries de l'électricité et du gaz ont abouti à une détermination spécifique à la partie variable du tarif : la tarification au coût marginal.

Nous prendrons un exemple chiffré pour exposer la logique de la tarification au coût marginal. Plaçons-nous à l'année 0 et supposons une industrie électrique qui doit satisfaire une demande de base de 100 MWh d'une part, c'est-à-dire une puissance appelée 24 heures sur 24 tout au long de l'année, et une demande de pointe de 100MWh d'autre part, puissance appelée seulement quelques heures de la journée (de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi), pas nécessairement toute l'année. La demande de base est satisfaite grâce à des capacités de production qui fonctionnent en permanence, dont les investissements sont rapidement amortis (centrales nucléaires, turbines hydraulique au fil de l'eau). Quant à elle, la demande de pointe est satisfaite grâce à des turbines qui ne fonctionnent que quelques heures par jour, dont l'investissement est amorti sur une petite production seulement (turbines à gaz, hydraulique de retenue). Cette différence d'utilisation des capacités de production se traduit dans le fait que le MWh de base coûte moins cher à produire (par exemple 10 €/MWh) que le MWh de pointe (par exemple 30 €/MWh). Si l'entreprise électrique adopte une tarification neutre, elle fixera un prix qui équilibre ses dépenses, soit une tarification au coût moyen. Dans la situation décrite ici, les dépenses de l'entreprise s'élèvent à : $(100 \text{ MWh} \times 10 \text{ €}) + (100 \text{ MWh} \times 30 \text{ €}) = 4000 \text{ €}$ Pour une production de 200 MWh, cela donne un coût moyen de production de 20 €/MWh. En vendant le MWh à ce coût moyen de 20 €, l'entreprise couvre ses dépenses, équilibre ses comptes. Mais que risque-t-il de se produire ?

Passons de l'année 0 à l'année 1. Les consommateurs, qui payent leurs MWh au même prix, qu'il s'agisse d'un MWh produit à un coût élevé en pointe ou à un coût bas en base, utilisent l'électricité lorsque c'est le plus commode pour eux ; ce qui correspond sans doute à des heures de pointe. La demande de notre réseau évoluera probablement de la manière suivante : l'année 1, les consommateurs demanderont par exemple 100 MWh en base et 300 MWh en pointe ; avec les mêmes coûts de production que précédemment, cela donnera un coût de production total de $(100 \text{ MWh} \times 10 \text{ €} + 300 \text{ MWh} \times 30 \text{ €}) = 10000 \text{ €}$, soit un coût unitaire moyen de $10000 \text{ €} / 400 \text{ MWh} = 25 \text{ €/MWh}$. Le coût moyen de satisfaction de la demande a augmenté car les consommateurs payent un prix moyen, ne savent pas ce que leur demande coûte effectivement à la société dans son ensemble.

Si en revanche l'entreprise met en place une tarification au coût marginal, les choses évoluent différemment : l'idée de la tarification au coût marginal est de faire payer au consommateur ce que sa demande coûte effectivement ; dans notre exemple, un consommateur appelant un MWh de base le payera 10 €, un consommateur appelant un MWh de pointe devra le payer 30 €; avec cette tarification, l'entreprise électrique couvre ses coûts. Et en dynamique, voilà ce qu'il va se passer. Les consommateurs vont chercher à consommer le MWh le moins cher possible : ils vont s'organiser de manière à consommer essentiellement en base. Lorsque l'on passe de l'année 0 à l'année 1, la demande de base s'élève par exemple à 300 MWh, celle de pointe restant à 100 MWh. Le coût total de production du MWh sera $(300 \text{ MWh} \times 10 \text{ €} + 100 \text{ MWh} \times 30 \text{ €}) = 6000 \text{ €}$, soit un coût moyen de production de $6000 \text{ €} / 400 \text{ MWh} = 15 \text{ €/MWh}$. Grâce à la tarification au coût marginal, l'économie dans son ensemble économise les ressources rares dont elle dispose, dépense moins pour satisfaire la même demande que celle qui est exprimée dans le cas d'une tarification au coût moyen.

Voilà la logique de tarification qui a été construite par les services économiques de EDF, monopole public, dans l'esprit de maximiser le surplus collectif, dans l'esprit de satisfaire au mieux l'intérêt collectif. On attache le nom de Marcel Boiteux, Président de EDF pendant plusieurs décennies, à cette innovation tarifaire. Elle a été mise en place pour la première fois avec le Tarif Vert proposé aux consommateurs industriels d'électricité à partir de 1957, puis avec le Compteur Bleu offert aux consommateurs domestiques à partir de 1965, puis avec le Tarif Universel. C'est aussi cette logique que l'on trouve dans la Tarification EJP (effacement des jours de pointe).

Cette logique de tarification au coût marginal a été reprise par les entreprises électriques du monde entier, puis a été transposée dans les transports ferroviaires, aériens, urbains, dans la poste, les télécommunications.

1.3.3 – Les performances de l'industrie électrique et de l'industrie gazière

Les monopoles publics français de l'électricité et du gaz se sont rapidement développés, les relations qui les unissent à l'Etat étant clarifiées, les principes de tarification étant bien établis. L'intégration verticale alliant production, transport et distribution au sein de la même entreprise n'était pas une nécessité technique ou économique : mais du fait des nationalisations, les monopoles publics se sont trouvés d'emblée présents à tous les stades de leur industrie et ont trouvé cette intégration bien commode.

Une présentation rapide des deux monopoles publics français de l'électricité et du gaz laisse entrevoir que ces entreprises ont bien rempli les fonctions qui leur étaient attribuées : satisfaire la demande énergétique du pays aux meilleures conditions de coût et de prix, assurer le pays d'une certaine indépendance énergétique, assumer leurs responsabilités sociales de service public. Les performances d'un demi-siècle de fonctionnement de ces entreprises sont bonnes.

Les performances d'EDF

EDF produisait 52 TWh en 1955. En 2003, elle est devenue l'un des premiers électriciens au monde ; son chiffre d'affaires est de 45 milliards d'euros, son résultat net de 860 millions d'euros. En France, EDF produit 492 TWh, après avoir soutenu un rythme de croissance de l'offre de 7% par an pendant plus de trente ans. Les capacités de production installées sont de 101 TWé, dont un parc électronucléaire de 58 réacteurs (63 TWé), l'un des plus importants du monde, fournissant 86% de l'électricité de l'entreprise. Le réseau de transport, construit par EDF et désormais géré par sa filiale RTE, est de 0,1 million de km, le réseau de distribution court sur 1,2 millions de km.

Tableau 1 : Prix comparés de l'électricité dans sept pays européens, hors TVA, en 2002, par catégories de clients ; clients représentatifs (indice 100 pour les prix en France).

<i>Catégories de clients et pays</i>	<i>Résidentiel</i>	<i>Petite industrie (moins de 0,5 GWh)</i>	<i>Moyenne industrie (de 1 à 9 GWh)</i>
<i>France</i>	100	100	100
<i>Grande-Bretagne</i>	96	96	nd
<i>Allemagne</i>	110	142	108
<i>Italie</i>	122	141	154
<i>Espagne</i>	97	114	99
<i>Belgique</i>	126	144	117
<i>Pays-Bas</i>	115	125	105

Source : EDF, Rapport d'activité 2004.

EDF dessert 27 millions de clients répartis sur 32,5 millions de sites, dont 2 millions de clients industriels. L'opérateur historique s'efforce de personnaliser ses relations avec la clientèle, industrielle en particulier, en lui proposant des contrats adaptés (« Conseil professionnel » orientant le client vers le meilleur contrat, « Conseil climatisation », « Conseil éclairage »). En 2003, avec 37% du marché électrique ouvert à la concurrence, EDF a perdu 19% des éligibles, soit 7% de son marché total.

Les prix offerts par EDF à ses clients figurent, en moyenne, parmi les plus bas d'Europe, la Grande-Bretagne seule paraissant plus efficace sur ce plan.

Les performances de GDF

En 1955, GDF livrait 1,4 millions de m³ de gaz naturel et 53 000 m³ de gaz manufacturé. Un demi-siècle plus tard, en 2003, GDF est devenu le quatrième groupe gazier au monde. Son chiffre d'affaires est de 17 milliards d'euros, son résultat net de 910 millions d'euros. Il vend sur le marché français 47 milliards de m³ de gaz naturel, l'équivalent de 39 millions de tonnes de pétrole ou de 504 TWh ; cela correspond à 92% du marché français. GDF a passé avec les grands exportateurs (Norvège, Russie, Algérie, Pays-Bas, Royaume-Uni) des contrats de fourniture à long terme qui contribuent largement à la sécurité énergétique de la France. Le groupe dispose des plus grandes capacités de réception de gaz naturel liquéfié au monde, des premières capacités de stockage en Europe. Son réseau de transport est de 31 000 km, celui de distribution de 16 000 km. 8770 communes sont desservies en gaz naturel.

GDF fournit 10,9 millions de clients en France, personnalisant son offre auprès des grandes catégories de clients par des filiales distinctes : GDF Energy (grands clients), GDF Dolce Vita (particuliers), GDF Energies Communes (collectivités territoriales). Avec l'ouverture à la concurrence, en 2003, les clients qui ont abandonné GDF pour passer à un autre fournisseur représentent 41TWh de consommation, soit 8% du marché.

EDF et GDF, institués en monopoles publics verticalement intégrés, ont fonctionné pendant un demi-siècle en réalisant de bonnes performances. Pourtant, dans les dernières années du vingtième siècle, en France comme dans d'autres pays, dans le domaine de l'énergie comme dans les autres secteurs de monopole naturel, l'organisation institutionnelle historique est remise en cause.

2 – Les nouvelles structures institutionnelles des industries de l'électricité et du gaz

Dans les années soixante dix, un nouveau paradigme se met rapidement en place, poussant à la modification des structures des industries électriques et gazières héritées de la seconde guerre mondiale. Le monopole public verticalement intégré va bientôt être remplacé par une concurrence partielle organisée et réglementée par l'Etat : de la concurrence, on attend une baisse des coûts et une baisse des prix.

2.1 – Les causes du changement

Certains mettent en avant le fait que les entreprises publiques sont inefficaces et qu'il faut en conséquence les démanteler et les privatiser : ce point de vue relève plus de la polémique et du procès d'intention que de la réalité. Il est bien sûr possible de trouver des exemples d'entreprises publiques inefficaces, de détournements de fonds opérés sous le couvert de telles entreprises, de syndicats contrôlant l'embauche et les rémunérations : mais cela relève de l'exotisme plutôt que d'une norme de fonctionnement propre au secteur public. Joseph

Stiglitz, ancien économiste en chef de la Banque Mondiale, professeur d'économie à l'université de Stanford, personnage peu suspect, s'il en est, de penchants favorables à l'interventionnisme d'Etat, ne considère-t-il pas, dans son manuel de référence pour les étudiants en économie, « Principes d'Economie Moderne », que EDF et GDF sont les exemples mêmes d'entreprises publiques de monopole particulièrement efficaces ? Il faut chercher ailleurs que dans une inefficacité supposée les causes du changement de structures qui affecte les monopoles publics de l'électricité et du gaz.

2.1.1 - La montée du libéralisme et le recul de légitimité de l'intervention publique

Des circonstances particulières avaient été à l'origine des interventions directes de l'Etat dans l'économie. La crise des années trente a rendu nécessaire une intervention publique destinée à créer une demande solvable stable qui entretient les débouchés des entreprises : investissements dans des grands travaux d'infrastructure, déficit des finances publiques, pensions de retraites, allocations familiales, indemnités de chômage, toutes ces dépenses, mis à part leur dimension sociale, ont pour objet de conférer un caractère régulier à l'activité économique. Par ailleurs, au lendemain de la seconde guerre mondiale en Europe, et aussi dans les pays accédant à l'indépendance au tournant des années soixante, l'Etat est le seul agent économique capable d'engager les dépenses d'investissement permettant une reconstruction de l'économie, permettant la mise sur les rails de la croissance d'économies peu dynamiques. Cette action publique a dans l'ensemble été féconde, jusqu'à ce qu'éclate le premier choc pétrolier, en 1973, révélant des déséquilibres profonds (chômage, inflation) auxquels on n'avait pas pris garde jusque là. Des voix s'élèvent désormais, de plus en plus nombreuses et puissantes, accusant l'Etat d'avoir été incompétent dans son action économique, d'avoir grippé par ses interventions les mécanismes de fonctionnement sain d'une économie, d'être la principale cause de cette nouvelle crise dont l'économie mondiale a tant de mal à se dépêtrer. Les libéraux s'expriment désormais au grand jour, deviennent les conseillers économiques du Président Ronald Reagan aux Etats-Unis, du Premier Ministre britannique Margaret Thatcher. Aux Etats-Unis tout d'abord, la concurrence est introduite dans les transports aériens, puis dans le téléphone où les monopoles de fait (*Bell* et *AT&T*) sont démantelés. En 1978, la *Public Utility Regulatory Policies Act* vient pour la première fois modifier l'ordre électrique ancien des Etats-Unis : elle oblige les *utilities* à acheter de l'électricité que l'on qualifierait aujourd'hui de « verte » (produite en cogénération ou à partir d'énergies renouvelables) à tout producteur indépendant qui en ferait l'offre. Et en 1992, l'*Energy Policy Act* ouvre définitivement la porte à la concurrence en permettant à tout producteur d'électricité ne disposant pas de facilités de distribution de vendre de l'électricité à un client final, les *utilities* étant obligées dans ce cas de faire transiter cette électricité par leur réseau de transport et distribution. La *Federal Energy Regulatory Commission* est chargée de veiller à la bonne marche de ces transactions. En Grande-Bretagne, *British Gas* est privatisée et démembrée en 1986 ; puis c'est au tour du *Central Electricity Generating Board*, le monopole public de transport et le principal producteur et distributeur d'électricité, d'être privatisé et découpé en trois entreprises de production, une entreprise de transport et douze entreprises régionales de distribution d'électricité. Un Office de Régulation du Gaz est constitué (*Ofgas*), chargé de surveiller le jeu de la concurrence gazière ; de même qu'un Office de Régulation de l'Electricité (*Offer*) qui se voit confier les mêmes responsabilités dans l'industrie électrique.

La voie est ouverte, l'exemple politique est donné ; une industrie électrique ou gazière nationale peut fonctionner autrement que selon l'organisation traditionnelle héritée de la seconde guerre mondiale, autrement que sous le régime du monopole public verticalement intégré.

2.1.2 - Le changement de circonstances pour les entreprises publiques européennes

La construction européenne remet également en cause l'existence des entreprises publiques nationales d'électricité et de gaz. Tout d'abord : si le marché européen devient l'espace naturel homogène d'exercice des entreprises du continent, limiter à un marché national la sphère de compétence d'une entreprise perd son sens ; les entreprises électriques et gazières doivent pouvoir exercer leur activité sur le marché européen dans son ensemble. Or, une entreprise publique limite son activité à son seul marché national, par principe.

Ensuite : si la concurrence doit jouer entre entreprises, il apparaît bien qu'une entreprise propriété d'Etat est en situation de force par rapport à une entreprise privée, la concurrence étant faussée de ce fait. Qu'on se souvienne par exemple que lorsque Renault a voulu fusionner avec Volvo, rapprochement tout à fait naturel étant donnée l'importance des productions communes aux deux entreprises, les actionnaires suédois ont opposé leur veto à une telle fusion : ils ne se faisaient pas d'illusion sur ce que serait leur poids face à l'Etat français, propriétaire de Renault.

Et aussi : l'intégration verticale qui est le mode d'organisation des entreprises publiques d'électricité, et dans une moindre mesure de gaz, trouve toute sa logique en phase de forte croissance de l'économie ; il faut être présent à tous les stades de l'activité afin d'éviter que des goulets d'étranglement ne grippent toute la filière. En phase de stagnation ou de maturité des marchés, et c'est la situation qui perdure depuis trois décennies, ne vaut-il mieux pas rompre avec cette intégration verticale, comme le font les entreprises privées qui externalisent de plus en plus de fonctions afin de réaliser des gains de productivité ? Les entreprises publiques devraient-elles être figées dans une structure verticalement intégrée qui n'est plus la structure efficace pour des marchés en maturité ?

Et encore : les entreprises publiques ont été constituées sur la base du principe de spécialité. Elles sont dotées d'un monopole dans certaines activités, en contrepartie de quoi elles n'ont pas le droit de sortir de leur domaine de compétence. Ce principe a été assoupli par le Conseil d'Etat dans son avis du 7 juillet 1994, qui précise que le principe de spécialité ne s'oppose pas à ce que EDF ou GDF se livrent à des activités normalement complémentaires à leur mission principale, du moment que ces activités restent d'intérêt général et sont directement utiles à ces établissements. Dès lors, c'est au cas par cas que l'exercice de telle ou telle activité sera autorisé ou pas. Ainsi EDF n'a pas le droit de produire et vendre du gaz ou de la chaleur, de commercialiser des services de télécommunication en utilisant ses réseaux, mais peut vendre de l'éclairage public ou retraiter des ordures, ou encore s'installer à l'étranger ; et Gaz de France n'a pas le droit de produire de l'électricité, du moins sur le territoire français. Or, avec le changement des techniques, avec par exemple l'apparition de cette nouvelle modalité de production compétitive d'électricité qu'est la cogénération, gaz et électricité deviennent très complémentaires (la cogénération consiste à produire de la vapeur qui est d'abord turbinée pour produire de l'électricité, la vapeur étant ensuite récupérée et vendue : la vapeur sert deux fois, le kilowattheure produit revient donc moins cher). EDF et GDF doivent avoir recours à des artifices juridiques, à des filiales, pour pouvoir exercer hors du territoire français, à une époque où la mondialisation est l'espace de fonctionnement de l'économie mondiale.

Pour toutes ces raisons, il apparaît raisonnable de modifier les structures institutionnelles forgées à la fin de la seconde guerre mondiale, d'entreprises publiques intégrées verticalement, disposant d'un monopole sur un territoire national, et de mettre en place d'autres structures.

2.2 – Les nouveaux principes de l'organisation industrielle de l'électricité et du gaz

Les nouvelles structures des industries de l'énergie sont élaborées sur la base de quatre grands principes : la dissociation verticale, la concurrence dans la production, la réglementation de la concurrence par un organisme indépendant ; un quatrième principe, celui de la propriété publique ou privée des entreprises, appelle des nuances dans son application.

2.2.1 - La dissociation verticale (ou *unbundling*)

Les entreprises publiques de l'électricité et du gaz sont traditionnellement intégrées verticalement, de la production à la vente. Or, il apparaît que cette organisation n'est pas une fatalité résultant d'un impératif d'efficacité : c'est une simple commodité. Ouvrons de nouveau la boîte à outil de l'économiste pour y découvrir de nouveaux instruments permettant d'analyser la structure des industries de l'énergie : l'économie des réseaux.

Les industries de l'électricité et du gaz, tout comme les industries de transports urbains et interurbains, routiers, aériens ou ferroviaires, les services postaux, les télécommunications, les services audiovisuels, constituent ce que l'on appelle des industries de réseau. Un réseau est une interconnexion spatiale d'activités et d'équipements complémentaires techniquement compatibles. Son architecture est composée de trois strates. La première de ces strates est l'infrastructure : ce sont les lignes de transport à haute tension, les lignes de distribution à moyenne et basse tension, les transformateurs, pour ce qui est de l'électricité ; pour le gaz, ce sont les canalisations de transport et de distribution, les stations de compression. Pour les télécommunications, ce seront les câbles, fibres optiques, satellites, les ondes hertziennes. Pour les transports aériens, ce seront les aéroports et les couloirs aériens. Cette première strate est caractérisée par des économies d'échelle importantes : il est non économique de dupliquer un réseau, plusieurs réseaux de petite capacité étant plus coûteux qu'un seul. L'infrastructure relève ainsi du monopole naturel et doit donc rester dans le giron de l'Etat.

La seconde strate d'un réseau est constituée par les services intermédiaires de gestion de l'infrastructure, que l'on appelle aussi l'infostructure ; dans l'électricité, ce seront les services de dispatching, comme dans l'industrie gazière. Dans les télécommunications, ce sera l'intelligence d'interconnexion, dans les transports aériens, l'aiguillage du trafic. Dans cette activité, les économies d'échelle ne sont pas particulièrement importantes. Certes, une unité de cette activité et son intégration avec l'infrastructure présente une certaine commodité, mais n'est pas une nécessité économique.

La troisième strate est constituée par l'offre de services finals : production d'électricité, production ou importation de gaz naturel (et aussi communication vocale, transmission d'informations, d'images, de musique, pour les télécommunications ; transport de passagers ou de fret pour les transports aériens). Dans cette strate, les économies d'échelle peuvent jouer, mais pas au point d'aboutir à un monopole naturel. Par ailleurs, la propriété de cette strate peut tout à fait être distincte de celle des deux autres.

Voilà ce que nous enseigne l'économie des réseaux : là où l'on voyait a priori un bloc monolithique, on distingue désormais trois strates ; seule l'infrastructure d'une industrie de réseau correspond à un monopole naturel et seule elle doit être gérée sous la forme d'un monopole public. Pour les autres strates, la concurrence peut tout à fait jouer avec efficacité. Et il n'y a pas de raisons absolues, en toutes circonstances, pour que ces trois strates soient intégrées au sein d'une même entreprise.

Signalons encore une autre particularité des réseaux, qui contribue à expliquer le fait que les industries de réseau ont été organisées à l'origine sous la forme d'un monopole public verticalement intégré : le degré de satisfaction des usagers d'un réseau s'élève à mesure que s'accroît le nombre des usagers de ce réseau, sans qu'ils aient besoin pour autant de payer plus cher leur adhésion au réseau ; par exemple, plus un réseau électrique est dense et

interconnecté, plus faible est le coût unitaire de transport et distribution que chaque usager doit payer, plus faible est la probabilité de défaillance. Et aussi : quant un réseau électrique est bien établi dans un pays, les usagers trouveront sans difficulté un grand nombre de services annexes au service de fourniture d'électricité, tels les appareils qui leur permettent d'utiliser le réseau (prises de courant et voltages normalisés, ampoules, appareils électroménagers, appareils audio-visuels, moteurs électriques, appareils informatiques), les installateurs, agents de maintenance et réparateurs de ces appareils, ce qui n'est pas le cas lorsqu'un réseau en est à sa phase de démarrage. C'est probablement pour développer au plus vite ces caractéristiques positives (que l'on appelle effets de club et effets d'envergure, respectivement) que les pouvoirs publics ont jugé bon d'intégrer les trois strates des industries de réseau à leur naissance, ce qui leur permettait de conduire mieux et plus vite la croissance de ces industries. Une fois en période de maturité de l'industrie, ces effets de club et d'envergure sont déjà bien établis, la nécessité d'un agent unique organisant la croissance de l'offre n'est plus aussi impérative.

2.2.2 - La libéralisation : introduction de la concurrence dans la production de l'électricité et du gaz

A partir du moment où la production est séparée du monopole de transport, cette production peut être le fait de n'importe quelle entreprise, publique ou privée. L'opérateur historique, c'est-à-dire l'ancien monopole public, reste le principal offreur ; il peut être démantelé comme en Grande-Bretagne, ou garder l'intégralité de ses capacités de production (à l'exception bien sûr des activités en monopole naturel), comme en France. L'offre peut aussi provenir de nouveaux producteurs qui installent de nouvelles capacités : on parlait beaucoup de cogénération, qui connaîtrait un coût du kilowattheure très compétitif ; mais en France, étant donnée la surabondance de l'offre, très peu de capacités nouvelles sont installées, si ce n'est pour renouveler des centrales parvenues en fin de vie. L'offre peut aussi provenir de négociants (*traders*) qui ne produisent pas mais achètent et revendent de l'électricité ou du gaz, de courtiers qui mettent en relation un offreur et un demandeur. L'offre peut aussi venir de producteurs étrangers, installés dans d'autres pays européens. Ou encore, des capitaux nouveaux peuvent s'engager dans une entreprise déjà établie, ce qui constitue une privatisation partielle ou totale lorsque l'entreprise concernée est publique.

L'avantage attendu de la concurrence est qu'elle oblige les offreurs qui se confrontent à faire des efforts de compétitivité, à abaisser leurs coûts, à abaisser leurs prix également, à mettre à profit toutes les avancées technologiques et commerciales possibles.

La libéralisation de la production pose cependant des problèmes auxquels on n'était pas habitué dans les industries électrique et gazière traditionnelles : si un offreur vend son électricité ou son gaz à un consommateur final, comment fait-il pour utiliser les réseaux de transport et de distribution ? Comment, dans le même temps, assurer en toute sécurité l'interconnexion à tout moment ? Comment faire en sorte que les surcapacités de production et de transport qui assurent la sécurité d'un réseau soient maintenues ? Nous reviendrons sur ces questions un peu plus loin.

2.2.3 - La réglementation de la concurrence par un organisme indépendant

On l'a vu, la concurrence est un processus et non pas un état stable, processus jouant en faveur de l'offreur le plus avantageux qui élimine progressivement les autres jusqu'à se constituer en monopole. Introduire la concurrence risque donc de mener rapidement à remplacer un monopole public par un monopole privé (les économies d'échelle sont importantes dans la production électrique : l'accroissement continu de la taille des centrales le montre ; et pour les importations de gaz, le gros client sera favorisé par rapport au petit), ce que justement on voulait éviter en instituant des monopoles publics. Il va donc falloir mettre

en place un organisme, indépendant des producteurs (ce qui n'est pas évident a priori, étant donné que des spécialistes d'un domaine partagent bien souvent les mêmes points de vue quant au bon fonctionnement de leur domaine de compétence) et indépendant des consommateurs (les plus gros d'entre eux pourraient chercher à faire prévaloir leur intérêt), qui aura pour tâche de veiller à ce que la concurrence s'exerce de manière équitable, qu'il n'y ait pas d'abus de position dominante, qu'il n'y ait pas de transfert de coûts (subventions croisées) entre consommateurs, que le réseau soit correctement entretenu et se développe avec la même efficacité que c'était le cas avec l'ancienne structure de monopole public verticalement intégré. L'organisme de régulation doit également veiller à ce que les missions de service public de l'électricité et du gaz continuent à être assurés et que leurs charges soient réparties équitablement.

2.2.4 - Privatisation ou non ?

L'industrie électrique et gazière britannique a été privatisée, celle des Etats-Unis reste encore largement publique. Transférer au privé la propriété des actifs des entreprises publiques ne semble pas répondre à une nécessité relevant de l'efficacité économique, mais correspond plutôt, en général, à un choix politique. En France, les principales conséquences des deux vagues de privatisation de 1986 et de 1993 n'ont pas été un changement radical dans la gestion des entreprises alors privatisées, mais une réduction de la dette publique et la constitution d'une bourse de valeurs sur la place de Paris dans laquelle les petits porteurs sont désormais partie prenante. Dans d'autres pays, la question de la privatisation est plus pertinente : dans les pays du tiers monde par exemple, la Banque Mondiale ou le FMI conditionnent l'octroi de certains prêts à des privatisations préalables ; il s'agit d'éviter que les détenteurs du pouvoir politique, dans des pays où la gouvernance est mal établie, soient trop facilement tentés de détourner les sommes destinées à des fins productives. Dans les Républiques de l'ancienne Union Soviétique aussi, la privatisation est un symbole fort du passage d'un système économique qui a été foncièrement inefficace à un système économique dont on attend tout.

La question de la privatisation de EDF et GDF est controversée. L'argument contre est que ces entreprises ont été très efficaces et qu'il n'y a pas de raison de changer, que ces entreprises ont une part de marché trop importante pour qu'elles soient transférées au secteur privé. Les arguments en faveur d'un changement de propriété sont les suivants :

- le principe de spécificité est attaché au statut d'Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial ; pour se débarrasser de ce principe, ce qui est souhaitable, il faut modifier le statut de l'entreprise ;
- les industries de l'énergie requièrent de lourds capitaux pour entretenir leur croissance ; L'Etat propriétaire est incapable de leur apporter ces capitaux, endetté et déficitaire qu'il est actuellement ; il convient donc d'aller chercher ces capitaux là où on peut les trouver : dans le privé ;
- les entreprises publiques sont très mal accueillies par les pays étrangers où elles veulent s'implanter ; si EDF et GDF veulent renforcer leur percée sur les marchés européens tout particulièrement, il est nécessaire que l'Etat se retire du passif de leurs bilans.

Sur la base de ces arguments, le Gouvernement a décidé de modifier le statut de EDF et de GDF, de transformer ces EPIC en Sociétés Anonymes. Avec leur nouveau statut, ces entreprises pourront s'engager dans d'autres activités complémentaires à leur activité d'origine, pourront ouvrir leur capital à des actionnaires privés, pourront plus facilement que par le passé s'engager dans une stratégie européenne.

2.3 – Les nouvelles structures de l'industrie électrique et de l'industrie gazière

Sous l'impulsion de la Commission Européenne, les industries électrique et gazière de la France et des autres pays de l'Union Européenne changent de structures. Les firmes impliquées dans ce secteur engagent alors dans de grandes manœuvres de croissance externe, à l'échelle de l'UE, ce qui leur était interdit jusque là.

2.3.1 – Les directives européennes et leur transposition en droit national

Les directives européennes sont à l'origine de l'organisation nouvelle des industries électriques et gazières en Europe. Les deux directives de décembre 1996 pour l'électricité et juin 1998 pour le gaz prévoient l'organisation d'un grand marché européen de l'électricité et du gaz naturel, marchés fonctionnant sur une base libérale, c'est-à-dire sur la base de la concurrence. On considère que ces grands marchés concurrentiels plurinationaux permettront d'abaisser le coût de l'énergie consommée dans la région et renforceront sa sécurité énergétique. L'ouverture à la concurrence est organisée de façon progressive, les plus gros consommateurs pouvant, tout d'abord, choisir un fournisseur autre que l'opérateur historique, le nombre de clients éligibles augmentant suivant un calendrier fixé par la Commission de Bruxelles.

Tableau 2 : L'ouverture légale des principaux marchés européens de l'énergie au 1er juillet 2004

	Electricité		Gaz	
	Taux légal d'ouverture	Marché éligible (TWh)	Taux légal d'ouverture	Marché éligible (G m3)
Royaume-Uni	100%	335	100%	92
Allemagne	100%	490	100%	88
France	69%	295	70%	32
Italie	78%	233	100%	74
Espagne	100%	205	100%	25
Pays-Bas	100%	105	100%	42
Belgique	84%	63	90%	15

Source : CRE. (Remarque : 1 m3 de gaz naturel = 10,8 kWh).

La loi du 10 février 2000

Une directive européenne doit être appliquée par chaque pays membre qui pour ce faire la transpose dans son droit national. En France, pour ce qui est de l'électricité, la loi dite « loi de modernisation et de développement de l'industrie électrique », votée le 10 février 2000, correspond à cette transposition.

Concernant la production, la loi de modernisation introduit la liberté d'offre : tout producteur peut offrir de l'électricité à tout client final qui lui en fait la demande, sous réserve qu'il y soit autorisé après déclaration au Ministère de l'Industrie. Auparavant, un auto producteur consommait son électricité ou pouvait la vendre à EDF seulement. Désormais les producteurs peuvent offrir leur électricité aux consommateurs éligibles, les consommateurs non éligibles ou n'exerçant pas leur éligibilité étant approvisionnés par EDF pour par les autres fournisseurs historiques, comme auparavant, dans le cadre du service public.

Pour ce qui est du transport, la loi maintient le monopole mais crée un service gestionnaire du réseau de transport (GRT) indépendant de EDF : la dissociation est comptable (RTE est une filiale de EDF), elle doit devenir institutionnelle. Le gestionnaire du réseau de transport dénommé Réseau de Transport d'Electricité (RTE) assure l'équilibre entre offre et demande d'électricité passant sur le réseau, assure les transits, garantit un accès équitable pour

tous au réseau ; l'accès au réseau est payant, suivant un tarif réglementé proposé par l'organisme de régulation de l'industrie électrique et fixé par le Ministère de l'Industrie. Propriétaire du réseau (tensions de 63, 90, 225 et 400 kV), RTE est responsable de son exploitation, de son entretien, de son développement.

La distribution n'est pas affectée par la loi du 10 février 2000. EDF ou les entreprises locales de distribution (ELD), dénommées Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD), assurent la gestion, l'entretien et le développement des réseaux. Ils doivent assurer un accès libre et équitable à tous les producteurs ou consommateurs qui en font la demande, moyennant un péage dont le montant est fixé de manière réglementée par le Ministère de l'Industrie sur proposition de l'organisme de régulation.

La commercialisation de l'électricité peut être effectuée par tout offreur installé sur le sol national ou européen, qu'il soit lui-même producteur ou qu'il soit revendeur (négociant, courtier). Le prix de vente de l'électricité au client éligible est négocié librement entre les parties concernées, un péage d'utilisation des réseaux de transport et de distribution devant être acquitté selon un tarif réglementé. Le GRT et les GRD sont chargés du comptage de l'électricité qui transite sur leurs réseaux

Une fonction nouvelle apparaît : celle du régulateur. La loi du 10 février 2000 crée la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), chargée de veiller au bon fonctionnement du marché électrique, à l'exercice d'une concurrence équitable (en particulier en termes de prix, les subventions croisées entre clients n'étant pas autorisées). Elle peut sanctionner des abus de position dominante ou des pratiques non concurrentielles ; elle arbitre les différends qui peuvent apparaître entre les acteurs concernés par l'industrie électrique. Elle propose au Ministère de l'Industrie les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Elle veille à l'équilibre du réseau, à l'observation par les participants des règles de sécurité (y compris le respect des surcapacités). Et elle organise le financement des missions de service public. Ces missions sont de trois ordres :

- les opérateurs du réseau doivent acheter l'électricité produite par cogénération et à partir d'énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire), à un prix réglementé (supérieur au coût moyen de productions traditionnelles) : le surcoût est une charge de service public, correspondant à une mesure de protection de l'environnement ;
- la continuité territoriale implique que tous les citoyens français bénéficient du même tarif de l'électricité : les surcoûts de fournitures à la Corse, aux îles bretonnes (Molène, Ouessant, Sein) aux Départements d'Outre-mer (Martinique, Guadeloupe, Guyane, Réunion) et aux collectivités territoriales de Saint Pierre et Miquelon et de Mayotte, c'est-à-dire les Zones Non Interconnectées (ZNI), sont une charge de service public ;
- le service public prévoit un dispositif de non recouvrement des factures de consommateurs en situation de précarité, manque à gagner qu'il convient de faire supporter par l'ensemble des usagers de la collectivité.

Tableau 3 : Le calendrier de l'ouverture à la concurrence de l'industrie électrique en France

Date	Consommateurs éligibles	Part du marché
Février 1999	Consommateurs de plus de 100 GWh	20%
Mai 2000	Consommateurs de plus de 16 GWh	30%
Février 2003	Consommateurs de plus de 7 GWh	37%
Juillet 2004	Consommateurs professionnels et collectivités locales	69%
Juillet 2007	Tous consommateurs	100%

La loi du 3 janvier 2003 et la directive du 26 juin 2003

La loi du 3 janvier 2003 complète la précédente : la Commission de Régulation de l'Electricité devient la Commission de Régulation de l'Energie, ses attributions portant

désormais sur les deux industries de l'électricité et du gaz. Elle organise le système de compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE), ces charges étant mesurées de façon précise, chaque consommateur se voyant imputer une part de ces charges en proportion de sa consommation, les fournisseurs ayant engagé ces charges se voyant remboursés. Par exemple, en 2005, les charges de service public (continuité territoriale, électricité verte, aide aux ménages démunis) sont estimées à 1735 millions d'euros ; chaque consommateur devra payer 4,5 €/MWh pour sa contribution au service public de l'électricité (contribution plafonnée à 500 €/par an et par site de consommation).

Pour ce qui est de l'organisation de l'industrie gazière, la loi du 3 janvier 2003 transpose dans le droit français la directive européenne de juin 1998. Les dispositions sont semblables à celles concernant l'électricité. Les gestionnaires de réseaux de transport (ils sont trois : GDF, GSO, CFM) sont dissociés des offreurs, de manière comptable. Les clients éligibles peuvent choisir leur fournisseur, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et de distribution (GRD) devant organiser un libre accès à leurs infrastructures, moyennant paiement des tarifs réglementés.

Tableau 4 : Le calendrier de l'ouverture à la concurrence de l'industrie gazière en France

Date	Consommateurs éligibles	Part du marché
Avril 2000	Consommateurs de plus de 237 GWh et producteurs d'électricité et de chaleur	20%
Août 2003	Consommateurs de plus de 83 GWh	37%
Juillet 2004	Consommateurs professionnels et collectivités locales	70%
Juillet 2007	Tous consommateurs	100%

Le 26 juin 2003, une autre directive européenne est adoptée par le Parlement et le Conseil européens, qui fixe le nouveau calendrier d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz. Au 1er juillet 2004, tous les consommateurs professionnels deviennent éligibles ; au 1er juillet 2007, les consommateurs résidentiels le deviendront à leur tour.

Au 1er juillet 2004, la dissociation comptable entre offreurs, transporteurs et distributeurs devient juridique et non plus seulement comptable : des sociétés juridiquement distinctes effectueront ces différentes activités, l'intégration verticale disparaissant ainsi définitivement.

2.3.2 – Le nouveau visage de l'industrie électrique et de l'industrie gazière en France

La structure monolithique à laquelle on était habitué laisse désormais place à une industrie découpée en quatre niveaux, tant pour l'électricité que pour le gaz.

L'industrie électrique

EDF seule pouvait vendre de l'électricité à un client final. Désormais, tout offreur peut approvisionner le client final qui lui en fait la demande. Dans la pratique, 23 fournisseurs alternatifs viennent concurrencer EDF et les fournisseurs historiques comme offreurs d'électricité aux consommateurs français ; parmi eux, les producteurs traditionnels que sont la CNR, la SNET, la SHEMA, mais aussi de nouveaux producteurs (GEG par exemple), des traders (négociants), des courtiers, des importateurs. Les relations entre ces offreurs ne sont pas uniquement de concurrence ; ils s'échangent également une partie de leurs productions sur un marché de gros dont nous verrons plus loin le fonctionnement.

L'électricité produite ou importée transite ensuite sur le réseau de transport du RTE qui non seulement est responsable du transit de l'électricité, mais doit aussi assurer la sécurité du réseau, c'est-à-dire l'équilibre instantané, à tout moment, entre les injections et les soutirages. La tâche est délicate car l'électricité n'est pas stockable. Lorsque EDF était seul

offreur et seul transporteur, la loi des grands nombres facilitait la fonction : la compensation entre les demandes atténuait les fluctuations et les écarts. L'équilibre désormais est plus délicat à maintenir. RTE fait actuellement appel à 80 responsables d'équilibres, les offreurs effectifs ou potentiels, entreprises qui s'engagent à moduler leur offre ou leurs soutirages en fonction des besoins du réseau.

L'électricité emprunte ensuite les réseaux de distribution des GRD, au nombre de 22. Les sept plus grands assurent 98% de la distribution : ce sont EDF-RD (79% des flux), Electricité de Strasbourg, Gaz Electricité de Grenoble, Régie du SIEDS, Usine Electrique de Metz, SICAE de l'Oise, Sorégies).

L'électricité arrive enfin au client final. Celui-ci peut être non éligible, ce qui depuis le 1er juillet 2004 correspond aux seuls consommateurs résidentiels (29 millions de clients) qui appellent 130 TWh (soit 31% du marché). Ou il est éligible : tous les clients professionnels et collectivités locales, qui représentent 4,5 millions de sites, 295 TWh (soit 69% du marché). Parmi les clients éligibles, les grands sites (plus de 250 kW de puissance appelée et plus de 1 GWh de consommation) représentent 1% des sites mais 66% de la consommation des éligibles ; les sites moyens (plus de 36kVA de tension, plus de 0,15 GWh de consommation) constituent 8% des sites et 19% de la demande des éligibles ; les petits sites (moins de 36 kVA de tension et moins de 0,15 GWh de consommation) représentent 91% des sites et 15% de la demande des éligibles. La demande d'électricité apparaît ainsi fortement concentrée.

L'industrie du gaz

GDF, TIGF (Total Infrastructures Gaz France, ex-GSO, rachetée par Total le 1er janvier 2005) et CFM étaient les trois fournisseurs historiques ; désormais, dix fournisseurs alternatifs viennent effectivement les concurrencer pour satisfaire la demande des consommateurs : des traders et des courtiers, des gaziers étrangers. Ces fournisseurs peuvent éventuellement procéder à des échanges de gaz entre eux, GDF facilitant la fluidité des échanges grâce à des avances de gaz. Mais il n'existe pas encore de marché de gros du gaz.

Tableau 5 : Quelques fournisseurs d'énergie en France, en 2004

<i>Raison sociale</i>	<i>Type d'entreprise</i>	<i>Energies offertes</i>
<i>Distrigaz</i>	Producteur et négociant (belge)	Gaz
<i>EDF</i>	Producteur et négociant	Electricité
<i>Electrabel</i>	Producteur et négociant (belge et français)	Electricité et gaz
<i>Endesa</i>	Producteur et négociant (espagnol)	Electricité
<i>ENI Division Gas & Power</i>	Producteur et négociant (italien)	Gaz
<i>GDF</i>	Producteur et négociant	Electricité et gaz
<i>Avenis Trading</i>	Négociant	Electricité
<i>BP Group</i>	Producteur et négociant (britannique)	Electricité et gaz
<i>Cargill International</i>	Négociant	Electricité
<i>Enel Trade</i>	Producteur et négociant (italien)	Electricité et gaz
<i>E.On</i>	Producteur et négociant (allemand)	Électricité et gaz
<i>Iberdrola</i>	Producteur (espagnol)	Électricité
<i>Morgan Stanley</i>	Négociant (britannique)	Électricité
<i>Norskhydro Energy BV</i>	Producteur et négociant (norvégien)	Gaz
<i>Total Gas and Power</i>	Producteur et négociant	Électricité et gaz
<i>Verbund</i>	Producteur et négociant (autrichien)	Électricité

Source : CRE.

Le réseau de transport est géré par trois gestionnaires de réseau : GDF-RT, TIGF et CFM. Le gaz étant stockable (en réservoir ou par variation de pression dans les canalisations), l'équilibre du réseau de transport est plus facile à assurer que dans le cas de l'électricité. Le territoire national est découpé en cinq réseaux de transport, quatre d'entre eux étant sous la responsabilité de GDF, le cinquième sous la responsabilité de TIGF.

La distribution est assurée par 22 GRD, le principal étant GDF-RD (96% des livraisons), Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg livrant à eux deux, à égalité, 3% du marché. Une très forte concentration, donc, plus encore que dans le cas de l'électricité.

Le gaz arrive enfin aux consommateurs, répartis dans 8770 communes du territoire français. Les non éligibles (les particuliers) sont au nombre 10 millions de clients qui consomment 150 TWh (30% du marché). Les clients éligibles représentent 530 000 sites et 350 TWh de demande (70% du marché). Les consommateurs éligibles sont fortement concentrés : les plus grands, soit 0,2% des sites, appellent 47% de la demande des éligibles, alors que les 99,8% de petits sites consomment 53% de la demande des éligibles.

2.3.3 – Les grandes manœuvres des entreprises électriques et gazières

L'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie en Europe permet aux producteurs de s'engager dans des stratégies de conquête de marché. L'idée libérale est que l'offreur le moins disant prendra des parts de marché à ses concurrents, à moins que ceux-ci n'alignent leurs prix à la baisse, le processus jouant à l'avantage des clients. De fait, ce n'est pas tout à fait le processus auquel on assiste. On constate plutôt des stratégies de redéploiement géographique et de diversification de l'offre de la part des grandes firmes européennes de l'énergie, des stratégies de croissance et regroupement d'entreprises cherchant à devenir plus grandes et à s'installer sur l'ensemble du marché européen, en offrant toutes les énergies et tous les services possibles relatifs au domaine.

EDF est une bonne illustration de cette stratégie : c'est le premier producteur d'électricité de l'Union Européenne dont elle couvre 22% de la demande ; le marché européen représente 35 millions de clients pour notre opérateur historique sur les 42 millions qu'il dessert. EDF détient 80% du marché français (27 millions de clients), une bonne part du marché britannique (la filiale EDF Energy regroupe 5 millions de clients consommateurs d'électricité et de gaz de l'agglomération londonienne), elle contrôle l'entreprise électrique allemande EnBW et ses 2,4 millions de clients, est présente en Italie (par sa participation dans le capital de Edison), en Espagne (Hispaelec), Hongrie, Pologne. Et en même temps, EDF diversifie son offre de manière à être présente dans l'ensemble du secteur de l'énergie : elle vend de l'électricité bien sûr, mais aussi du gaz (en Grande-Bretagne et en Allemagne). Elle propose des services d'ingénierie énergétique aux collectivités locales et aux entreprises à travers sa filiale Dalkia, s'engage sur les nouveaux métiers de l'industrie électrique libéralisée (achat et vente d'électricité sur les marchés de gros avec sa filiale de négoce EDF Trading). Elle propose aussi de nouveaux contrats commerciaux, aux entreprises essentiellement : « Conseil professionnel » est un contrat d'aide au choix de la modalité commerciale la plus adaptée, « Conseil climatisation » et « Conseil éclairage » proposent des solutions adaptées dans ces domaines.

Une telle stratégie n'est pas le fait de la seule EDF. Au Royaume-Uni, on constate que si le nombre de producteurs d'électricité s'est accru (ils étaient 7 en 1990, ils sont désormais 43), trois des quatre plus grands sont passés sous un contrôle étranger (Innogy, ancienne National Power, a été rachetée par l'allemand RWE, Powergen par l'allemand E.On, London Electricity et le distributeur de gaz Centrica par EDF). Cette entrée de capitaux étrangers se retrouve en France : la SNET, ancienne filiale des Charbonnages de France, est passée sous le contrôle de l'électricien espagnol Endesa qui détient 65% de son capital, la CNR a été

partiellement rachetée par l'électricien belgo-français Electrabel, qui dispose aussi de la totalité de la production de la SHEM, filiale de la SNCF.

En Allemagne, E.On, le premier électricien, rachète Ruhrgas, RWE rachète Thyssengas. GDF produit de l'électricité en Grande-Bretagne (centrale de Shotton) et en Espagne (centrale de Carthagène).

Et l'on constate que les compagnies pétrolières se désengagent des opérateurs gaziers historiques dont ils s'étaient rapprochés : E.On rachète les parts de BP, Shell et ExxonMobil dans Ruhrgas ; Shell cède à RWE sa participation dans Thyssengas ; ExxonMobil et Shell se retirent de l'électricien allemand BEB. Les pétrolières sont désormais des offreurs de gaz à part entière sur le marché européen.

L'ouverture à la concurrence pousse les entreprises du domaine de l'énergie à rechercher la plus grande taille possible, par croissance externe (c'est-à-dire par rachat de sociétés concurrentes), afin de devenir des interlocuteurs incontournables si ce n'est dominants (la Commission de Bruxelles opposerait son veto) sur l'ensemble des marchés européens de l'électricité et du gaz. Cette structure ne correspond pas tout à fait à la concurrence que l'on aurait souhaité voir s'instaurer, entre un grand nombre de petits producteurs. Mais l'énergie est un domaine d'économies d'échelle importantes. Il semble n'y avoir place que pour des firmes de grande taille.

3 – Les nouvelles règles de fonctionnement de l'industrie électrique et de l'industrie gazière

La nouvelle organisation de l'industrie de l'électricité et de l'industrie du gaz implique des règles de fonctionnement nouvelles. Certaines transactions n'apparaissent pas dans la configuration ancienne, puisqu'elles s'opéraient au sein d'un même acteur verticalement intégré. Désormais, elles doivent s'effectuer entre acteurs distincts. On présentera trois de ces transactions : le marché de gros et ses trois fonctions d'ajustement global, d'ajustement fin et de couverture de risque ; les modalités d'accès aux réseaux de transport et de distribution ; les mécanismes de tarification de l'énergie pour le consommateur final.

3.1 – Le fonctionnement des marchés de gros

Les marchés de gros remplissent trois fonctions : ils permettent à chacun des fournisseurs d'équilibrer globalement ses injections et soutirages sur le réseau, tout en assurant le bon fonctionnement du réseau dans son ensemble ; ils permettent un ajustement fin, heure par heure, entre offre et demande ; ils proposent aux intervenants un instrument de couverture contre les risques de fluctuation des cours inhérents à ces marchés. Avec l'ancienne organisation intégrée verticalement, ces fonctions étaient remplies selon une logique technique avant tout. Désormais, la logique économique de l'offre et de la demande prend le pas sur la logique technique. Il en résulte la mise en place de trois marchés : le marché de gros dit OTC, le marché spot du nom de Powernext-Spot, les marchés à terme : Powernext-Futures.

3.1.1 - Les échanges OTC sur le marché de gros de l'électricité

Les clients éligibles sont libres de choisir leur fournisseur. Celui-ci doit donc disposer de toute l'énergie qu'il souhaite livrer, au moment où il doit la livrer. Dans l'ancien modèle,

l'opérateur historique ajustait ses capacités à l'offre moyenne, conservait des surcapacités pour les pointes occasionnelles, recourait éventuellement à des échanges transfrontaliers pour éponger des déficits ou excédents particuliers. La situation est maintenant différente : chaque offre doit équilibrer son offre à la demande qui lui est adressée, à tout instant. Chacun des producteurs d'électricité dispose d'une capacité de production propre qui toutefois peut être excédentaire ou insuffisante par rapport aux livraisons à honorer ; ceci de manière conjoncturelle ou structurelle. Par ailleurs, certains offreurs, les négociants et les courtiers, ne disposent pas de capacités de production et doivent acheter leur énergie sur le marché de gros. C'est aussi le cas pour un acteur particulier, le gestionnaire du réseau de transport RTE dont les pertes en ligne s'élèvent actuellement à environ 15 TWh par an et qui doit trouver son approvisionnement sur ce marché. Pour satisfaire la demande à laquelle ils doivent faire face, les offreurs participent au marché de gros sur lequel ils équilibrent les offres et demandes ; ajustement en bloc tout d'abord.

Une grande partie de la production électrique est directement vendue par le producteur au consommateur final. Cela représente, en 2004, 404 TWh sur une injection totale dans le réseau de 576 TWh. Le reste, soit 172 TWh, fait l'objet de transactions sur un marché de gros créé en mai 2001. Les principales transactions sur ce marché de gros sont des transactions de gré à gré, échanges bilatéraux entre un offreur et un demandeur, des échanges de blocs, le prix étant convenu entre eux ; cette modalité de transaction est connue sous le nom imagé de « over the counter » (OTC), « par-dessus le comptoir » ; elle représente aujourd'hui 95% des transactions réalisées sur le marché de gros. Les intervenants sur ces marchés sont aussi bien des producteurs, nationaux ou étrangers, que des négociants ou des courtiers. Chaque fournisseur intervient sur le marché de gros OTC de manière à ajuster au plus près son offre et sa demande. Les prix, sur ce marché de gros, fluctuent dans une fourchette relativement étroite, autour d'un niveau représentatif des prix de production : un fournisseur qui devrait payer durablement un prix supérieur aurait intérêt à installer les capacités de production dont il a besoin ; un offreur qui vendrait durablement en dessous de son prix de production arrêterait de produire.

Pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros et éviter une éventuelle défaillance, le gestionnaire du réseau de transport demande à des fournisseurs de s'engager à moduler leurs injections et soutirages de manière à contribuer à l'équilibre du réseau. Ces fournisseurs sont les Responsables d'Équilibre, au nombre de 80 en 2005.

3.1.2 - Le marché spot de l'électricité : Powernext-Spot

La demande d'électricité est bien connue pour l'essentiel de sa masse mais elle peut connaître des fluctuations erratiques d'une certaine ampleur ; et il en va de même pour l'offre. Qu'un nuage passe sur Paris et il faut mettre en marche une centrale électrique ; qu'il se dissipe et aussitôt, il faut arrêter cette centrale (en supposant qu'on puisse attribuer à ces équipements une telle souplesse de fonctionnement). Les fournisseurs ont donc besoin d'un instrument complémentaire plus souple que le marché OTC pour ajuster plus finement leur offre et leur demande, pour effectuer un fine tuning : c'est le marché spot, institué en France en novembre 2001 sous le nom de Powernext-Spot.

Powernext est une bourse électrique (ou *pool*) facultative. Elle représente 5% des transactions du marché de gros, soit environ 9 TWh pour l'année 2004. La bourse est facultative, c'est-à-dire que les intervenants ne sont pas obligés de passer par cette modalité pour équilibrer leur offre et leur demande (ils procèdent essentiellement par des échanges de gré à gré). Certains pays ont institué une bourse obligatoire, pour s'assurer d'un important volume de transaction et d'une bonne fluidité, pour s'assurer que la loi de l'offre et de la demande joue effectivement entre un grand nombre d'acteurs. Ce qui c'est passé en Californie en 2000-2001 (nous en parlerons plus loin) montre que le caractère obligatoire de la bourse

n'assure en rien de sa liquidité. En Europe, la bourse espagnole (OMEL) est quasi-obligatoire, la bourse allemande (European Energy Exchange ou EEX) est facultative, de même que Nordpool, la bourse scandinave, la plus importante de la région. Les anglais sont revenus à une bourse facultative en 2001.

Les échanges sur Powernext sont organisés de la manière suivante : chaque offre et chaque demandeur annonce la veille pour le lendemain (day ahead), pour une heure donnée (on parle d'un « pas horaire ») la puissance qu'il envisage d'injecter ou de soutirer. Par confrontation entre les offres et les demandes, un prix de transaction se fixe, pour chacun des pas horaires de la journée, prix auquel les acteurs sont tenus de conclure leur engagement. Les prix spot sur une bourse de matières premières quelconque sont très volatils ; ils le sont encore plus sur une bourse électrique puisque le produit n'est pas stockable et que la bourse doit absorber tous les ajustements. En 2004, par exemple, le prix spot mensuel de l'électricité de base sur Powernext a varié entre 24 et 30 €/MWh ; le prix de l'électricité de pointe, plus volatil, entre 34 et 42 €/MWh. Conjoncturellement ou accidentellement, ce prix peut connaître des fluctuations d'une ampleur bien plus grande encore : ainsi au cours de l'été 2003, l'été de la canicule qui a fait s'envoler la demande de climatiseurs à un point que l'on n'avait pas imaginé, les prix sur Powernext sont montés à 80 €/MWh en moyenne pour le mois d'août, avec une pointe à 310 €/MWh pour la journée du 11 août (certaines heures de cette journée, le prix est même monté à 1000 €/MWh, le maximum admis par Powernext). Quelques mois auparavant, sur la bourse électrique des pays scandinaves, Nordpool, bourse bien plus importante que notre Powernext par la masse des transactions qui s'y déroulent, les cours avaient atteint 3000 €/MWh !

Notons que les fluctuations de cours sur Powernext se font essentiellement à la hausse ; elles sont en effet limitées à la baisse par le coût de génération de l'électricité (les cours ne descendent pas en dessous de 10 €/MWh) : le producteur vend tant que le prix couvre ses coûts, sinon il arrête de produire et les prix remontent. Alors qu'à la hausse, les prix ne sont limités que par le coût de défaillance du réseau, coût difficilement imaginable.

De ces exemples, il ne faut tout de même pas conclure que l'ouverture à la concurrence peut amener le consommateur à payer son électricité à des prix exorbitants. En règle générale, le fournisseur d'électricité s'approvisionne essentiellement par sa production propre et par ses achats OTC, ce qui représente un coût d'approvisionnement proche du coût de production. Les échanges sur Powernext ne constituent que des échanges à la marge, qui représentent normalement une faible part de l'approvisionnement d'un fournisseur. Supposons qu'un offreur dispose de 99 MWh produits ou achetés en OTC sur le marché de gros, au prix de 30 €/MWh ; il lui manque 1 MWh pour honorer son contrat de livraison, MWh qu'il va chercher sur le marché à terme : il le paye au prix exorbitant de 130 €/MWh. Quelle en sera la conséquence ? Un prix de vente moyen de $[(30 \times 99) + (130 \times 1)] / 100 = 31$ €/MWh. Prix plus élevé certes que le coût de production, mais prix supportable tout de même.

En 2004, 43 fournisseurs sont intervenus sur Powernext-Spot pour ajuster finement leurs injections et soutirages.

3.1.3 - Les marchés à terme et la couverture de risque sur le marché de l'électricité

Ce type de marché est bien connu et fonctionne depuis longtemps pour la plupart des matières premières. Pour se couvrir contre les fluctuations de cours, les intervenants sur Powernext disposent depuis juin 2004 d'un instrument particulier : les contrats à terme ou futures, sur la bourse Powernext-Futures. Ces contrats ont la particularité de ne pas être émis pour déboucher sur un approvisionnement ou sur une vente d'électricité (de tels contrats sont dits « physiques ») ; ils sont émis pour servir d'assurance : on parlera pour les désigner de « contrats papier ». Ils sont échangés entre les intervenants sur le marché à terme, certains de ces intervenants étant des spéculateurs. Que l'on n'attribue pas à ce terme de spéculateur une

connotation amoral ! Le spéculateur est en fait l'agent d'assurance des intervenants industriels à la bourse ; c'est lui qui assume le risque des fluctuations de cours : s'il revend un contrat papier plus cher qu'il l'a acheté, il gagne de l'argent ; sinon, il en perd.

Voilà en substance comment fonctionne un marché à terme. Supposons qu'aujourd'hui, date T0, un fournisseur s'engage à livrer de l'électricité à un client à la date T1, en fixant le prix à son niveau d'aujourd'hui : 25 €/MWh. Pour se couvrir contre les inévitables fluctuations de cours, le fournisseur achète en T0 un contrat papier, au cours du jour T0, soit 25 €/MWh. Arrive le jour T1. Supposons qu'en T1, le prix de l'électricité soit de 35 €/MWh. Le fournisseur livre son électricité et en même temps, revend le contrat papier qu'il avait acheté. La résultante de ces opérations est la suivante : pour ce qui est du contrat physique (l'électricité), le fournisseur vend au prix de 25 €/MWh alors qu'il aurait pu vendre au prix de 35 €/MWh : il réalise un manque à gagner de 10 €/MWh ; pour ce qui est du contrat papier (future), le fournisseur a acheté le contrat à 25 €/MWh et le revend à 35 €/MWh, il gagne 10 €/MWh, ce qui compense son manque à gagner. La résultante de l'opération est blanche ; et le fournisseur s'assure la fidélité de son client qui paye son électricité moins cher en T1 que ses concurrents.

Faisons une autre hypothèse avec le même point de départ : vente en T0 au prix de 25 €/MWh d'électricité livrable en T1 ; achat en T0 d'un contrat papier au prix de 25 €/MWh. En T1, supposons que le prix soit tombé à 20 €/MWh. Le fournisseur vend l'électricité au prix convenu de 25 €/MWh, elle coûte 20 €/MWh au fournisseur qui gagne ainsi 5 €/MWh. Mais sur le contrat papier, le fournisseur perd la différence entre 25 €/MWh, le prix d'achat, et 20 €/MWh, le prix de vente, soit une perte de 5 €/MWh. Cette perte, qui va dans la poche du spéculateur avisé, permet tout de même au fournisseur d'éviter les fluctuations de cours, stabilité qu'il avait promise à son client.

En 2004, 13 acteurs sont intervenus sur le marché naissant de Powernext-Futures. Ce marché devrait se développer rapidement, à mesure que les fournisseurs aussi bien que les gros consommateurs apprennent à s'en servir et en réalise l'utilité, comme c'est le cas pour tous les marchés de matières premières.

3.1.4 - Le marché de gros du gaz naturel

Le seul marché de gros de gaz naturel existant pour l'instant en Europe, ou du moins traitant des volumes significatifs de gaz, est le marché britannique NBP. Dans le cas de la France, l'essentiel de l'approvisionnement gazier (95%) repose sur des contrats de long terme à prix négociés (indexés sur les prix du diesel et du fuel) auprès d'un petit nombre de producteurs : Statoil (Norvège), Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie), Gasunie (Pays-Bas), et quelques producteurs britanniques. Il n'est pas question de mettre en concurrence par les prix ces producteurs qui tous sont indispensables. On remarque également que le réseau de transport français de gaz naturel n'a pas été conçu comme un réseau maillé facilitant les échanges entre fournisseurs et consommateurs, mais plutôt comme un réseau arborescent depuis un petit nombre de fournisseurs frontaliers vers les consommateurs : cette disposition rigide ne facilite pas le fonctionnement d'un marché de gros. Par ailleurs, le coût de transport du gaz étant élevé, un consommateur n'aura pas intérêt à s'approvisionner ailleurs qu'auprès du fournisseur géographiquement le plus proche. Et aussi, le gaz naturel étant stockable, les fournisseurs auront normalement recours à cette modalité pour ajuster les écarts qui pourraient résulter d'un désajustement conjoncturel entre offre et demande. Enfin, les qualités de gaz naturel ne sont pas les mêmes entre le gaz hollandais (dont le pouvoir calorifique est 15% plus bas : les brûleurs sont de ce fait spécifiques) et les autres, ce qui limite encore les possibilités d'échanges.

Malgré ces obstacles majeurs, la CRE met en place une ébauche de marché de gros en vue d'aider les fournisseurs alternatifs à équilibrer leurs injections et soutirages : GDF et

TIGF sont tenus d'accorder des « *gas release* » à certains fournisseurs, c'est-à-dire des cessions temporaires de gaz (on pourrait les assimiler à des swaps financiers) ; ces échanges de blocs entre fournisseurs sont des transactions au jour le jour, réalisées à partir de Points d'Echange de Gaz (PEG) qui sont des places d'échange virtuelles pour chacune des cinq zones d'équilibrage du marché (GDF Nord, GDF Ouest, GDF Est, GDF Sud, Gaz du Sud Ouest). En janvier 2005, 2500 GWh de gaz ont été échangés dans le cadre de ces transactions, ce qui représente 0,5% des injections de gaz naturel effectuées sur l'ensemble du réseau.

3.2 – *L'organisation de l'accès des tiers aux réseaux*

Le réseau de transport et les réseaux de distribution sont des monopoles naturels et de ce fait sont laissés en monopole géré par une entreprise publique : le GRT et les GRD. La question qu'il convient de résoudre est : dans la mesure où la concurrence ne joue pas et qu'elle ne permet pas de déterminer les prix, combien faut-il faire payer à l'utilisateur (on le considère comme un tiers par rapport au gestionnaire de réseau) qui utilise le réseau ?

3.2.1 - L'acheteur unique

Plusieurs solutions ont été envisagées. La première, qui correspond à la situation historique, est celle de l'acheteur unique. Le propriétaire gestionnaire du réseau achète toute quantité d'énergie qui entre sur son réseau, ce qui signifie aussi qu'il est le seul revendeur de l'énergie qu'il a transportée. Cela correspond à la situation d'un monopole intégré, solution que l'on écarte donc dans la nouvelle organisation. Pour illustrer les biais auxquels le système de l'acheteur unique peut mener, reportons-nous dans la seconde moitié du dix-neuvième siècle, dans le nord-est des Etats-Unis, à l'époque de la ruée vers l'or noir. Un grand nombre de petits prospecteurs américains devaient transporter leur pétrole vers les raffineries, elles aussi nombreuses. John Rockefeller pénètre l'industrie pétrolière à cette époque, cherchant à éviter la vive concurrence qui sévit tant dans la production que dans le raffinage. Il s'engage dans le transport ferroviaire du pétrole, domaine dans lequel il se constitue rapidement une position dominante, établissant un véritable monopole ; il est dès lors en mesure d'acheter à bas prix le pétrole des petits prospecteurs qui n'avaient pas le choix de leurs débouchés, le revendant cher aux raffineurs qui n'avaient pas plus le choix de leurs approvisionnements. Voilà comment est née la Standard Oil of New Jersey (l'actuelle ExxonMobil), voilà comment la famille Rockefeller a fait fortune.

3.2.2 - Le principe de l'ATR

La seconde solution consiste à établir le principe d'un péage que devra acquitter tout usager du réseau désireux de faire transiter de l'énergie entre fournisseur et consommateur ; cette solution porte le nom d'accès des tiers au réseau (ATR). Ici, deux possibilités s'ouvrent : le montant de l'ATR peut être laissé à la loi du marché, ce qui revient à un ATR négocié entre le tiers et le propriétaire gestionnaire du réseau ; dans ce cas, les rapports de force jouent, les fournisseurs d'énergie puissants pourront bénéficier de tarifs avantageux, contrairement aux plus petits qui seront vite évincés ; or ce sont ces derniers qui constituent les aiguillons de la concurrence, qui incitent les grands à réaliser des gains de productivité. Contrairement à ce que l'on pourrait penser a priori, l'ATR négocié ne pousserait donc pas à la concurrence mais favoriserait les situations assises. Pour s'en convaincre, il suffit de voir ce qui se passe en Allemagne : le marché électrique est totalement ouvert à la concurrence et pourtant les consommateurs ne changent pas de fournisseurs, restent massivement fidèles à leurs fournisseurs historiques. L'explication ne doit pas être recherchée bien loin. En Allemagne, le principe d'accès au réseau est celui d'un ATR négocié : les neuf grandes entreprises électriques allemandes ne se gênent donc pas pour accepter ou refuser l'accès de leur réseau à

des tiers, en fonction de leurs intérêts ; l'accès ne sera pas refusé en tant que tel, mais le tarif proposé sera tout simplement dissuasif. Voilà une manière efficace de contourner les lois de la concurrence. Il est vrai qu'en Allemagne, un régulateur des marchés de l'énergie n'a été mis en place que cette année : un gros travail l'attend.

On conserve l'idée de l'ATR, mais d'un ATR réglementé. Le prix d'accès au réseau ne sera pas un prix résultant de la concurrence mais sera décidé administrativement : il s'agit d'établir un prix qui permet à l'opérateur du réseau de couvrir ses coûts, de rémunérer correctement ses investissements et de disposer des capacités financières dont il a besoin pour développer le réseau. Ici, une différence doit être opérée entre les réseaux électriques et les réseaux gaziers. Quand un fournisseur injecte de l'électricité dans le réseau électrique et qu'au même moment, le client à qui cette électricité est destinée la soutire, on est incapable de décrire le trajet effectivement parcouru par les électrons dans le réseau : cette circulation des électrons répond aux deux lois de Kirchhoff, bien connues des électriciens. Pour l'économiste, cela pose problème : si l'on ne peut pas mesurer la distance parcourue par l'électricité, on ne peut donc pas facturer l'utilisation du réseau au prorata du chemin parcouru ; on fixe donc un barème forfaitaire appelé « timbre poste » : on paye en fonction des quantités injectées et soutirées et non en fonction des distances parcourues. On remarquera que cette propriété physique de l'électricité favorise le développement des marchés libres puisque tout acheteur peut interpellier tout fournisseur d'un même réseau, indépendamment de la distance qui les sépare.

Pour ce qui est du gaz naturel, la situation est bien différente : on peut décrire, à quelques nuances près, le parcours emprunté par le gaz et l'on mettra en place un tarif reflétant la distance parcourue. De fait, on établira un tarif de point à point, du point d'entrée au point de sortie sur le réseau.

On remarque une autre différence entre les tarifs ATR de l'électricité et du gaz. Pour l'électricité, on pratique un tarif « prix plafond » (price cap) : le prix reflète le prix antérieur, avec une augmentation correspondant globalement à l'inflation. Cette tarification incite le gestionnaire à réaliser des gains de productivité car s'il en réalise, il les gardera pour lui (on s'en souvient, ce principe avait été appliqué dès 1970 dans les contrats d'entreprise liant en particulier EDF et son actionnaire : l'Etat). Pour le gaz naturel en revanche, le prix ATR est calculé sur la base du « coût complet » (cost plus) : le prix payé représente le coût de fonctionnement du réseau, le coût de son extension à la marge et la rémunération des capitaux investis. Cette tarification est moins incitative à l'efficacité que la précédente, elle peut pousser le gestionnaire du réseau à investir plus que nécessaire ; mais elle est préférée dans une situation où les investissements de croissance du réseau sont lourds.

Voilà donc la tarification d'utilisation des réseaux. Le tarif réglementé est calculé par la CRE, qui en fait la proposition au Ministère de l'Industrie ; ce dernier décide les tarifs par décret, l'un pour l'accès aux réseaux de transport, l'autre pour l'accès aux réseaux de distribution.

3.3 - Les contrats d'approvisionnement pour le consommateur final éligible

Si l'on détaille les nouvelles modalités commerciales induites par la dissociation verticale des industries de l'énergie et par l'ouverture à la concurrence de la fourniture, la jungle touffue du domaine contractuel dans lequel le consommateur doit s'engager paraît a priori effrayante, dissuade de l'exercice de l'éligibilité. Dans la pratique toutefois, la situation n'est pas si compliquée, pas si différente de ce qui prévalait jusque maintenant, d'autant plus que la CRE préconise la passation de contrats simplifiés, respectant bien sûr la liberté de choix du client.

3.3.1 - Le nouveau schéma : une complexité réelle

Un consommateur éligible a le droit de choisir librement son fournisseur d'électricité ou de gaz. Il n'est pas obligé d'exercer son éligibilité : il peut conserver les contrats qui le liait à l'opérateur historique, contrats restant valides mais sans tacite reconduction. Il peut aussi renégocier ces contrats en conservant EDF ou GDF comme fournisseur, ou les autres opérateurs historiques qui l'approvisionnaient.

Un consommateur professionnel ou une collectivité locale désirant exercer son éligibilité doit désormais passer deux contrats : un contrat de raccordement et d'utilisation du réseau, un contrat d'achat d'énergie. Et la facture comportera deux parties : le prix d'acheminement et le prix de la fourniture. La TVA s'ajoutant bien sûr à ces deux composantes qui représentent chacune environ 40% de la facture.

Les contrats de raccordement et d'utilisation des réseaux échappent au jeu de la concurrence puisque le consommateur dépend d'un monopole local. Suivant l'importance de la puissance et de la tension d'appel, le client passera un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou un contrat d'accès au réseau de transport (CART). Les tarifs de ces contrats sont administrés, fixés par le Ministère de l'Industrie sur proposition de la Commission de Régulation de l'Energie. Si l'électricité est importée, un contrat complémentaire devra être passé par l'importateur avec le Réseau de Transport d'Electricité pour participation aux mécanismes d'équilibrage du réseau. Les tarifs d'utilisation du réseau, contrats CARD ou CART, dépendent de trois composantes : ils sont fonction de la puissance souscrite, de la quantité d'énergie soutirée et des prestations de comptage.

Quant aux contrats d'achat d'énergie, ils sont passés entre le consommateur et un ou plusieurs fournisseurs choisis librement. Comme par le passé, ces contrats sont élaborés à partir d'une courbe de charge de référence dans laquelle on distingue le ruban (puissance appelée de manière régulière, en base ou en pointe) et la dentelle (puissance susceptible d'être appelée occasionnellement). Les quantités achetées devant transiter par le réseau de distribution, le fournisseur passera avec le gestionnaire de réseau de distribution un contrat (dit contrat GRD-F) qui organise l'ensemble des droits du client relatifs à l'accès et à l'utilisation du réseau (le contrat GRD-F énonce clairement les cas où le client est en relation directe avec le GRD : raccordement, comptage, dépannages ; liste et cas d'obligations d'information du client par le GRD ; procédure de changement de fournisseur ; gestion des risques d'impayés et cas de suspension de l'accès au réseau ; procédure à entreprendre en cas de défaillance du fournisseur). Le fournisseur doit également passer un contrat avec le gestionnaire du réseau de transport, le RTE, responsable d'équilibre du réseau, contrat qui établit les modalités d'ajustement des écarts entre quantités achetées et quantités effectivement consommées. Tout cela semble bien compliqué, des mécanismes qui auparavant s'exerçaient au sein d'une firme verticalement intégrée, en dehors du marché, apparaissant désormais au grand jour.

3.3.2 - Des contrats en voie de normalisation

La complexité de la procédure d'achat ainsi décrite sommairement risque de dissuader un consommateur éligible d'exercer son éligibilité. La CRE préconise donc la mise en place d'un contrat unique simplifié entre un client et son fournisseur, d'une plus grande simplicité pour le client, contrat englobant l'ensemble des prestations prévues. Les contrats, en tout état de cause, ne doivent pas comporter de clause qui freinerait un changement futur de fournisseur. Et il ne doit pas y avoir non plus de contrat standard qui freinerait l'imagination des offreurs dans le domaine des innovations commerciales. Une certaine normalisation se met toutefois en place.

Pour ce qui est des contrats destinés aux petits consommateurs éligibles, la CRE veille à ce qu'ils soient dotés de quatre qualités : souplesse, simplicité, transparence, sécurité.

- Souplesse : les contrats doivent permettre au client de changer facilement et rapidement de fournisseur (le délai étant de un mois).
- Simplicité : la CRE préconise la signature d'un contrat unique entre le client et le fournisseur, ce dernier étant le seul interlocuteur des organismes gestionnaires des réseaux ; il gère cet accès au réseau pour son client (en particulier, facturation et recouvrement des sommes dues au GRD et au GRT).
- Transparence : les factures doivent distinguer les quatre composantes : prix de la fourniture d'énergie, coût de l'accès aux réseaux, montant des charges de service public de l'électricité (CSPE), TVA.
- Sécurité : le client doit connaître tous ses droits en matière d'accès aux réseaux : modification du raccordement, accès au comptage, dépannage.

Afin de guider le choix des clients vers les fournisseurs, historique ou alternatifs, vers le type de contrat qui les intéresse, des informations précises sur le profilage de la demande doivent être connues. Le client s'adressera à un fournisseur en fonction des types d'offres que ce dernier propose de satisfaire. Pour l'électricité, les fournisseurs distinguent : les consommateurs finals profilés (le cas le plus fréquent d'un client équipé d'un compteur à index, du même type que le Compteur Bleu des particuliers) ; les consommateurs finals télé relevés (équipés d'un compteur à courbe de charge télé relevée, c'est-à-dire les abonnés à une tension supérieure à 250 kVA) ; les acheteurs publics (soumis au code des marchés publics) ; les consommateurs finals multi sites ; les autres fournisseurs et négociants (qui n'achètent pas l'énergie pour leur consommation propre). Une distinction sera opérée également entre une fourniture complète ou une demande de blocs d'énergie standardisés. Pour le gaz les fournisseurs distinguent plus simplement les consommateurs finals et les autres consommateurs. Une liste des fournisseurs spécifiant le type de clients qu'ils peuvent satisfaire est publiée par la CRE, liste non exhaustive et non obligatoire ; une liste fermée risquerait de brider la concurrence sur l'offre.

Une fois que le client a identifié un fournisseur susceptible de satisfaire son offre, ce dernier définira le profilage du client, c'est-à-dire la courbe de charge normale de la demande du client. Cette courbe de charge permet au fournisseur de connaître assez précisément les besoins du client, donc l'énergie qu'il aura à livrer. Tout écart entre cette courbe de charge prévisionnelle et la puissance appelée se traduira par des ajustements entre le fournisseur et les gestionnaires de réseaux, ajustements coûteux pour le fournisseur et pour le client.

Chaque client connaît une courbe de charge qui lui est propre, chaque fournisseur devrait de la sorte créer un profil de livraison pour chacun de ses clients, situation dont on imagine bien la difficulté de gestion. Pour aider à la connaissance de la consommation, les gestionnaires de réseau proposent donc des profils standard correspondant aux types de clientèle les plus fréquents, profils dans lesquels les fournisseurs demandent aux clients de s'insérer. Ainsi, EDF-GRD propose 15 profils standardisés de consommateurs d'électricité :

- 4 profils pour les clients résidentiels ;
- 4 profils pour les clients professionnels appelant moins de 36 kVA de tension ;
- 2 profils pour les clients professionnels appelant une tension comprise entre 36 kVA et 250 kVA ;
- 4 profils pour les professionnels appelant une puissance supérieure à 250 kVA.

Et le GRD-GDF propose 10 profils type pour les consommateurs de gaz :

- 4 pour les consommateurs résidentiels ;
- 3 pour les clients du secteur tertiaire ;
- 3 pour les clients industriels.

La nouvelle organisation de l'industrie électrique et de l'industrie gazière apparaît complexe pour le client éligible susceptible de changer de fournisseur. De fait, à la pratique, les

modalités administratives et commerciales tendent à se simplifier, guidant le client vers un fournisseur adapté à ses besoins, orientant le client vers les profils de demande qui sont les plus proches de ses besoins.

4 – En guise de conclusion : les performances du nouveau système

L'offre de l'industrie électrique et de l'industrie du gaz est désormais entrée dans sa nouvelle organisation, avec concurrence pour la fourniture et monopole réglementé pour les réseaux de transport et de distribution, l'ensemble étant supervisé par la Commission de Régulation de l'Energie. Il est encore trop tôt pour apprécier les performances de cette nouvelle organisation. En guise de bilan et de conclusion, arrêtons nous sur un certain nombre d'interrogations et de constats. L'ouverture à la concurrence, qui dépend en fin de compte de la décision des consommateurs, est-elle effective ? Comment les professionnels et collectivités locales perçoivent-ils cette nouvelle organisation de l'offre ? La nouvelle organisation se traduit-elle par un avantage en matière de prix pour le consommateur ? Se traduit-elle par une amélioration de la qualité de l'offre ?

4.1 – L'ouverture à la concurrence s'effectue lentement mais effectivement

Le 16 février 2005, la Commission de Régulation de l'Energie publie le rapport « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz » dans lequel elle présente l'état d'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

Tableau 6 : L'ouverture du marché français de l'électricité

	Au 30 juin 2004	Au 1er janvier 2005
Nombre de sites éligibles	3 500	4 500 000
Nombre de sites ayant exercé leur éligibilité	3 300	77 600
Nombre de sites ayant exercé leur éligibilité avec un fournisseur alternatif	800	21 800
Part de marché des fournisseurs alternatifs dans la consommation totale des sites éligibles	9,5%	11,1%
Part de marché des fournisseurs alternatifs dans le marché électrique français	3,5%	7,6%

Source : CRE.

Au 1er janvier 2005, pour ce qui est de l'électricité, 28% des sites éligibles ont choisi de passer à un fournisseur autre que les fournisseurs historiques, ce qui représente 11,1% de la consommation du marché éligible ou encore 7,6% de la consommation du marché électrique total. 23 fournisseurs alternatifs aux fournisseurs historiques sont ainsi entrés dans le jeu de l'offre concurrentielle. Pour ce qui est du gaz naturel, toujours au 1er janvier 2005, 0,5% des sites éligibles sont passés à un fournisseur alternatif (autre que GDF, TIGF ou CFM), ce qui représente 15% de la consommation du marché éligible ou 10,5% de la consommation totale du marché gazier français. 10 fournisseurs alternatifs nouveaux sont de la sorte entrés sur le marché de l'offre concurrentielle de gaz naturel.

Tableau 7 : L'ouverture du marché français du gaz

	Au 30 juin 2004		Au 1er janvier 2005	
	Nombre	TWh	Nombre	TWh
Sites éligibles		170	530 000	350
Sites ayant exercé leur éligibilité	221	88	23 140	132
Sites ayant exercé leur éligibilité avec un fournisseur alternatif	30	26	116	34
Part de marché des fournisseurs alternatifs dans la consommation totale des sites éligibles				15%
Part de marché des fournisseurs alternatifs dans le marché français du gaz				10,5%

Source : CRE.

7,6% du marché électrique et 10,5% du marché gazier : on est encore bien loin d'un marché de l'énergie majoritairement soumis à une offre concurrentielle. Mais la CRE estime que le processus d'ouverture se déroule à un rythme satisfaisant, constate que le rythme d'exercice de l'éligibilité s'accélère. De fait, un grand nombre de clients éligibles hésitent encore à franchir le pas de l'exercice de leur éligibilité : les inconvénients ou plutôt les incertitudes qui affectent les nouvelles modalités commerciales concurrentielles freinant leur décision.

4.2 – Un engouement prudent et modéré des professionnels éligibles

Les conseillers des Chambres consulaires, Chambres de Commerce et d'Industrie, Chambres d'Agriculture et de Métiers, les organes d'information des élus locaux émettent tous la même opinion : les informations précises manquent encore pour orienter en toute connaissance de cause les clients éligibles dans leur choix d'exercer ou non leur éligibilité. Laissons parler les représentants des consommateurs professionnels en résumant les arguments qu'ils invoquent.

L'ouverture à la concurrence des marchés électriques devrait supposément entraîner une baisse du prix de l'électricité pour les clients. Or, les clients industriels qui dans le passé ont exercé leur éligibilité n'ont pas connu cette évolution favorable : les prix qui leur ont été facturés il y a deux ans étaient relativement bas mais depuis, ils ont augmenté, rejoignant puis dépassant les prix réglementés. L'ouverture à la concurrence risque d'ôter à l'industrie française l'avantage concurrentiel dont elle bénéficiait à travers un prix modéré de l'électricité.

Ensuite : la CRE évoque la concurrence alors qu'on est confronté à un marché composé d'un petit nombre d'offres (français ou européens) aguerris aux mécanismes du marché, installés depuis longtemps dans leur industrie, qui font face à un très grand nombre de clients néophytes en matière de concurrence énergétique : cette structure n'est-elle asymétrique, au détriment des consommateurs ? Le repli vers la situation initiale d'un marché réglementé étant interdit au consommateur qui aura exercé son éligibilité, n'y a-t-il pas là inégalité de situation face à la concurrence entre consommateurs exposés et consommateurs protégés quoi qu'il arrive ?

La complexité de l'organisation et du fonctionnement des nouveaux marchés concurrentiels de l'énergie peuvent mener les clients à commettre des erreurs, de bonne foi. En cas de contentieux, la CRE se place simplement comme un arbitre qui renvoie aux tribunaux le soin de régler les litiges : le risque d'exercice de l'éligibilité est de ce point de vue, réel.

On parle de concurrence et en même temps, l'Etat accroît les charges réglementées que ne peuvent éluder les clients : charges du service public de l'électricité qui devrait

s'élever à 4,5 €/MWh en 2005, soit de l'ordre de 7% de la facture (la CRE prévoit que la CSPE pourrait passer à 7 €/MWh en 2007, ce qui représenterait alors jusqu'à 12% de la facture d'un industriel). Et l'on parle aussi d'une taxation des émissions de CO₂. Dans toutes ces contraintes réglementaires nouvelles, quelle est la part véritablement laissée à la concurrence ? La montagne n'accouche-t-elle pas d'une souris ?

La complexité des nouvelles procédures d'accès à l'électricité et au gaz risque de dissuader les petits consommateurs tout particulièrement qui mettent en parallèle une complexité procédurière accrue nommée concurrence, et un bénéfice économique incertain. Le prix de la fourniture d'électricité ou de gaz représentant à peine la moitié de la facture totale d'énergie (l'autre moitié étant le coût de l'acheminement), le bénéfice éventuel du choix de la concurrence ne s'applique qu'à la moitié du prix de l'énergie : l'avantage potentiel ne saurait en tout état de cause être bien important, comparé au risque et au désagrément.

Autre élément de réflexion concernant les collectivités locales. On constate une certaine incohérence dans le cadre législatif : le nouveau code des marchés publics, correspondant au décret du 7 janvier 2004, prévoit que pour ce qui relève de l'achat d'énergies non stockables (donc l'électricité et le gaz), une mise en concurrence est obligatoire à partir du 1er juillet 2004. Mais la loi du 9 août 2004 qui lui est postérieure, n'oblige pas à l'exercice de l'éligibilité. Quel comportement faut-il donc adopter face à l'éligibilité ?

Voilà tout un ensemble de remarques et interrogations qui permettent de réaliser combien est délicat le choix d'exercer ou non l'éligibilité devant lequel sont placés les consommateurs professionnels et les collectivités locales.

4.3 – Les prix

Un avantage économique certain accompagnant l'exercice de l'éligibilité balayerait bien des hésitations. Seulement voilà : l'expérience du passé n'est pas probante, ne démontre pas à l'évidence que les prix concurrentiels sont plus avantageux que les prix régulés.

Tableau 8 : Evolution indicative des prix de l'électricité concurrentielle et de l'électricité régulée ; électricité de base, hors taxes, hors acheminement, hors CSPE

(€/MWh)	Mars 2000	Mars 2001	Mars 2002	Mars 2003	Mars 2004	Décembre 2004
Prix concurrentiels	17	23	23	24	30	33
Prix régulés	31,5	31,5	32	28	28	27,5

Source : d'après des graphiques de la CRE.

Au début de l'ouverture des marchés, les prix concurrentiels de l'électricité étaient moitié plus bas que les prix régulés. En cinq ans, ils se sont régulièrement élevés alors que les prix régulés s'abaissaient légèrement : aujourd'hui, les prix concurrentiels sont supérieurs aux prix régulés. La CRE accuse EDF de pratiquer des prix qui ne couvrent pas la totalité de ses coûts, de fausser ainsi le jeu de la concurrence. Quoiqu'il en soit, le passage à la concurrence ne paraît pas entraîner à l'évidence un avantage économique pour le consommateur.

En Grande-Bretagne, la concurrence joue effectivement dans l'industrie électrique et les prix de l'électricité sont les plus bas d'Europe. Une étude menée par le Cabinet Nus Consulting, qui analyse régulièrement l'évolution des prix de l'électricité sur les grands marchés et en étudie la cause, estime que les prix britanniques devraient bientôt s'élever, les offreurs devant faire face à des accroissements de capacités de production et de transport ; ils trouveront dans la hausse des tarifs qu'ils pratiquent le financement de ces extensions de capacités. Le même Nus Consulting constate que le marché allemand, totalement ouvert à la

concurrence, connaît les prix de l'électricité parmi les plus élevés d'Europe avec l'Italie. Que faut-il en penser ?

Sur cette question du prix, on peut émettre l'idée que lorsque la concurrence jouera sur l'ensemble du marché français, le prix régulé aura disparu. Alors, EDF livrera son électricité à un prix concurrentiel correspondant à ses coûts ; elle fera alors bénéficier de prix attractifs les clients qui l'ont choisie, ce qui incitera les autres fournisseurs à réaliser des gains de productivité s'ils veulent conserver leur clientèle. On peut considérer que le marché français n'est pas encore suffisamment ouvert pour que s'exerce véritablement une concurrence par les prix. Pour l'instant, la partition du marché joue en faveur des clients réfugiés dans le marché régulé. Une fois cette protection supprimée, la concurrence s'exercera effectivement en faveur de l'ensemble de la clientèle du marché qui retrouvera normalement dans son ensemble l'avantage compétitif d'un bas prix de l'électricité.

4.4 – La qualité du service

La nouvelle organisation de l'offre et des marchés de gros suppose que la sécurité de fonctionnement du réseau sera de même qualité que ce à quoi on était habitué lorsque le réseau fonctionnait sous la forme d'un monopole verticalement intégré. Des appréhensions naissent tout de même lorsque l'on réalise que dans les dernières années, des pannes électriques majeures (black out) se sont produites dans les réseaux ouverts à la concurrence, avec une fréquence que l'on ne connaissait pas auparavant.

Le plus important de ces disfonctionnement a affecté le réseau électrique de la Californie, en 2000-2001. Que s'est-il passé alors ? L'Etat californien s'est donné un système électrique avec des producteurs dissociés du transport et de la distribution, des gestionnaires des réseaux de distribution indépendants de la production. Un marché de gros obligatoire a été institué sur lequel les prix s'établissaient en fonction du jeu de l'offre et de la demande. Une organisation institutionnelle tout à fait semblable à celle qui se met actuellement en place en France. Est-on exposé de ce fait à ce même risque de panne électrique majeure ? Non.

Nous sommes en 2000. La commission de régulation californienne a limité la hausse possible des prix de l'électricité rendue au consommateur final afin de le protéger. Dans cet Etat, depuis plusieurs années, les capacités de production électriques augmentent lentement, en particulier du fait des mesures de protection de l'environnement ; et une grande partie des centrales électriques fonctionnent au gaz, combustible moins polluant que les autres. Mais voilà que la demande électrique s'accroît et aussi que les prix du gaz s'élèvent : en conséquence, les prix de gros de l'électricité augmentent, d'autant plus que les producteurs se rendent compte que s'ils n'accroissent pas leur offre, leurs bénéfices montent d'autant plus vite. La firme Enron a été accusée d'avoir suscité et mis en œuvre des pratiques collusoires allant dans ce sens, pratiques que la bourse électrique obligatoire californienne n'a pas été capable de circonscrire. Les prix de gros s'élèvent donc alors que les prix de détail sont bloqués. Les distributeurs achètent leur électricité et doivent la revendre à perte, ce qu'ils ne peuvent faire de manière durable : ils arrêtent leurs achats et leurs livraisons : des pannes à répétition se produisent. Il a fallu modifier la réglementation pour faire en sorte que la Californie dispose de nouveau d'électricité. Il s'agissait d'une erreur de régulation, l'erreur a été corrigée et a servi de leçon pour les régulateurs d'autres Etats et d'autres pays.

L'été 2003, trois pannes électriques majeures se sont produites dans l'Europe des réseaux libéralisés : à Rome, à Londres, dans les pays scandinaves. Alors qu'il n'y avait eu que douze black out dans l'Europe des réseaux publics intégrés, depuis 1975 (en France, nous avons connu un black out en décembre 1978 et un autre dans l'ouest du pays en 1987). Faut-il attribuer à la nouvelle organisation institutionnelle des réseaux électriques cette moindre efficacité ? Les enquêtes menées par les commissions de régulation des pays concernés

montrent que les défaillances qui ont causé les grandes pannes de l'été 2003 ont pour origine des négligences, des erreurs d'anticipation de la demande, des défaillances de matériels vétustes, toutes choses qui n'ont rien de spécifique à la nouvelle organisation concurrentielle. Mais la suspicion peut demeurer dans l'esprit des non-spécialistes : les commissions de régulation qui ont mené ces enquêtes ne sont-elles pas partie prenante, favorables à l'ouverture à la concurrence ?