

**LA DÉRÉGULATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE
EN EUROPE ET AUX ÉTATS-UNIS : UN PROCESSUS
DE DÉCOMPOSITION-RECOMPOSITION**

Jacques Percebois

Cahier n°97.04.08

Juillet 1997

Jacques Percebois : Professeur à l'Université Montpellier I
Directeur du CREDEN
Doyen de la Faculté des Sciences Economiques

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie

UNIVERSITÉ DE MONTPELLIER I
U.F.R. Faculté des Sciences Economiques
Espace Richter Avenue de la Mer B.P. 9606
34054 MONTPELLIER Cedex 1
Tel (33) 04 67 15 83 32 - Fax (33) 04 67 15 84 78
E-mail : jpcb@sceco.univ-montp1.fr

LA DÉRÉGULATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE EN EUROPE ET AUX "ÉTATS-UNIS : UN PROCESSUS DE DÉCOMPOSITION-RECOMPOSITION

Jacques Percebois

RÉSUMÉ

La dérégulation de l'industrie électrique prend des formes très différentes d'un pays à l'autre de l'Europe et d'une région à l'autre des Etats-Unis. Ses causes sont multiples, juridiques, économiques, politiques. C'est l'occasion pour certaines entreprises de fusionner et de mener une stratégie offensive sur le marché mondial. De nombreuses questions restent en suspens, notamment celle de la tarification de l'ATR et celle de la programmation à long terme des infrastructures.

Mots clefs : Industrie électrique, déréglementation, tarification, service public.

ABSTRACT

The deregulation of electric industry in Europe and in the U.S.A. assumes various aspects according to each country. Several institutional, economic and political reasons explain this evolution. Electric firms take this opportunity to merge and to implement offensive strategies on global markets. A lot of questions remains unsolved, in particular the problem of TPA pricing and the problem of planning of network infrastructures over the long run.

Key words : Electric industry, deregulation, energy pricing, public utilities.

LA DÉRÉGULATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE EN EUROPE ET AUX ETATS-UNIS : UN PROCESSUS DE DÉCOMPOSITION-RECOMPOSITION

Jacques PERCEBOIS
Professeur à l'Université
Montpellier I (CREDEN)¹

La "dérégulation" et la privatisation, qui un peu partout dans le monde s'imposent dans le secteur de l'énergie, notamment dans les services publics de distribution du gaz et de l'électricité, comme dans les autres secteurs (transports, télécommunications) n'épargnent pas l'Europe Communautaire. Mais le contexte y est différent de ce qu'il est en Afrique ou en Asie du Sud-Est. En Afrique la privatisation des industries de réseaux est en général une privatisation-sanction : c'est l'échec de l'entreprise publique qui n'a pas pu ni su équilibrer ses comptes. Les raisons en sont complexes : mauvaise tarification, sureffectifs donc surcoûts, interférences du pouvoir politique dans la gestion des entreprises, factures non recouvrées (l'État étant d'ailleurs le plus mauvais payeur)... D'une façon générale les rapports institutionnels entre l'entreprise publique et l'État doivent être revus (Cf. J. GIROD et J. PERCEBOIS, 1996). En Asie du Sud-Est la forte croissance de la demande d'énergie, et celle de la demande d'électricité spécialement, ne peuvent plus être satisfaites par le seul secteur public, faute d'épargne suffisante. L'intervention du secteur privé est nécessaire pour prendre le relais de l'épargne publique défaillante : d'où le développement de mécanismes financiers comme le B.O.T. (build-operate-transfer) qui consiste pour le secteur privé à construire une centrale électrique et à se rémunérer sur la clientèle comme le font les sociétés d'autoroutes en Europe (la propriété des installations étant transférée à l'État au terme de la concession). En Europe les raisons de la privatisation et de la dérégulation qui souvent l'accompagne sont différentes : elles tiennent à des considérations de principe, presque "idéologiques", et à l'évolution du contexte énergétique. L'Europe est libérale et se construit sur la logique du marché. Il faut libéraliser pour pouvoir mieux échanger et partant tous les obstacles institutionnels à la circulation des marchandises doivent être abolis. Et ce d'autant qu'en matière énergétique l'heure n'est plus à la pénurie, comme au moment de la constitution des monopoles publics après la seconde guerre mondiale. Mais ce processus de dérégulation-libéralisation (les deux phénomènes étant parfois liés, parfois déconnectés), qui aboutit à une décomposition d'industries souvent intégrées, est aussi une occasion pour certains acteurs de se positionner dans la branche et de prendre des participations dans l'amont ou l'aval de la chaîne électrique. Un processus de concentration du capital accompagne dès lors cette dérégulation. C'est un moyen pour certaines entreprises nationales de devenir plus performantes à l'échelle mondiale, en créant des alliances industrielles avec des groupes étrangers (européens voire américains). Les sociétés américaines de l'électricité sont souvent présentes dans les OPA qui ont été lancées dans la distribution de l'électricité en Angleterre... Une comparaison de l'Europe avec les États-Unis est dans ce domaine instructive.

¹CREDEN : Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, Faculté des Sciences Economiques, Richter, Avenue de la mer, BP 9606 - 34054 Montpellier cédex 1 tél. 04.67.15.84.04 fax 04.67.15.84.78 Email Creden @ sc. univ-montp 1.fr.

Après avoir rappelé les spécificités des industries de réseau dans le domaine de l'électricité (section 1), nous analyserons les raisons de la remise en cause de l'organisation traditionnelle (section 2) puis nous ferons un état des lieux de la situation actuelle dans l'Union Européenne et aux États-Unis (section 3), avant de voir quelles leçons ont peut en tirer et quelles difficultés devront être surmontées demain (section 4).

Section 1 Les spécificités de l'industrie électrique

Il faut entendre par industrie électrique les activités qui regroupent la production, le transport et la distribution de l'électricité c'est-à-dire de kwh. L'électricité est tantôt un bien de consommation intermédiaire (les kwh utilisés dans les processus industriels par exemple), tantôt un bien de consommation finale (électricité utilisée pour l'éclairage ou le chauffage domestique). Elle satisfait tout à la fois des usages captifs lorsqu'elle n'a pas de substituts (cas de l'éclairage par exemple) et des usages non captifs (cas du chauffage où l'électricité est en concurrence avec le gaz naturel, le charbon, le fuel voire les bois...).

§1 Une industrie de réseau avec une mission de service public

1) Une industrie de réseau est une activité organisée sur une infrastructure lourde c'est-à-dire une activité pour laquelle le montant des coûts fixes est relativement élevé par rapport aux coûts variables. Ce réseau aura souvent le caractère d'un "monopole naturel" car sa duplication aurait un coût exorbitant. L'existence de rendements d'échelle croissants (voire d'économies d'envergure) justifie la présence d'une seule entreprise. La fonction de coût est en général sous additive c'est-à-dire que l'on observe : $C(Q_1) < C(Q_2) + C(Q_3)$ avec $Q_1 = Q_2 + Q_3$. Ces activités de réseau sont génératrices d'externalités de demande (ou "effets de club") et d'externalités d'offre : l'utilisateur voit sa satisfaction augmenter avec le nombre d'utilisateurs du même bien que lui (c'est typique avec le téléphone mais c'est également vrai avec l'électricité car cela justifie les interconnexions ce qui améliore la sécurité du service) ; l'accroissement du nombre d'utilisateurs justifie également le développement de services annexes, d'autant plus rentables que le nombre de consommateurs potentiels est plus élevé (cf. A. PERROT, 1995).

2) Les industries de réseau sont le plus souvent attributaires de missions de service public (on parle "d'essential facilities"). Il s'agit de services dont la consommation est divisible (à la différence des biens collectifs purs qui sont consommés de façon "indivisible") mais leur caractère essentiel et une certaine défaillance du marché pour les produire (du fait de la présence de fortes "barrières à l'entrée" au niveau de l'investissement et de "sunk costs", c'est-à-dire des coûts irrécupérables en cas de sortie de la branche) rendent nécessaire l'intervention de la puissance publique (l'État ou une collectivité locale). Chaque individu a le droit d'accéder à de tels services, jusqu'à un certain seuil du moins, moyennant un prix raisonnable, objectif, transparent et non discriminatoire et les grands principes du service public doivent être respectés : l'obligation de fourniture, la continuité du service, son adaptabilité à l'évolution technique, l'égalité de traitement des usagers. Ce dernier principe ne signifie pas que tous les usagers doivent toujours payer le même prix, ce qui justifierait une tarification au coût moyen. Il signifie que tous les usagers placés dans les mêmes conditions doivent payer un prix identique. Cela justifie dès lors une différenciation des tarifs dans le temps et dans l'espace c'est-à-dire l'adoption d'une tarification au coût marginal. Mais la puissance publique peut accepter de subventionner une partie de l'activité ou exiger le respect d'une certaine dose de péréquation. En France par exemple on observe une péréquation spatiale mais une déperquation temporelle des tarifs de l'électricité.

3) L'existence de missions de service public impose dès lors la présence d'un régulateur. C'est le régulateur qui accorde les licences ou les concessions au producteur, transporteur ou distributeur. Il veille au respect du cahier des charges, lequel prévoit les droits et obligations du concessionnaire (quant à la qualité du service à rendre notamment) et s'assure qu'il y a un traitement équitable des diverses catégories d'usagers. C'est souvent l'État qui joue ce rôle dans le secteur électrique. Ses missions sont triples :

- protéger l'investisseur contre une concurrence destructrice. Cela revient à accorder des "droits exclusifs" au concessionnaire du service public et à éviter ce faisant que des prédateurs potentiels ne viennent écrémer les segments les plus rentables de l'activité.

- protéger l'utilisateur contre les abus de position dominante du concessionnaire. Tout monopole a tendance à abuser de sa position et c'est le rôle de la puissance publique de veiller à éviter ces abus.

- sauvegarder l'intérêt collectif, lequel exige de prendre en considération des préoccupations macroéconomiques telles que l'indépendance nationale, l'aménagement du territoire, la redistribution des revenus ou la sauvegarde des emplois...

§2 - Des solutions institutionnelles variées

Les services publics peuvent être exploités selon un mode de gestion publique ou selon un mode de gestion privée. La gestion publique peut revêtir plusieurs formes : la régie directe (la commune assure elle-même la distribution du fluide), la régie dotée de l'autonomie financière (cette distribution est retracée dans un document annexé au budget communal), les régies personnalisées ou établissements publics. Il s'agira par exemple d'établissements publics nationaux à caractère industriel et commercial (EPIC) comme en France avec EDF ou GDF. La gestion privée se fait dans le cadre d'un contrat passé entre l'exploitant du service et la collectivité publique concernée. Ce peut-être une régie intéressée (une personne publique remet à un régisseur le soin d'assurer un service qu'elle a créé et dont elle garde la responsabilité financière et le régisseur perçoit des primes en plus d'une rémunération forfaitaire), un système d'affermage (la personne publique confie à un fermier l'exploitation d'un service public dont les frais d'installation et l'équipement ont été supportés par la collectivité, et le fermier perçoit une partie des redevances prélevées sur les usagers, le reste des redevances servant à l'amortissement du capital) ou une concession de service public, ce qui est une forme assez courante pour les services publics. La concession dite de service public est un contrat par lequel une personne publique (autorité concédante, l'État ou la commune) confie à une personne privée mais aussi parfois à une autre personne publique (dite concessionnaire) l'exploitation d'un service public. Le concessionnaire est rémunéré sur les redevances perçues sur les usagers et assure le fonctionnement du service à ses risques et périls. Les obligations et droits du concessionnaire sont en général prévus dans un cahier des charges. La concession est attribuée soit de gré à gré soit aux enchères et en cas de défaillance grave du concessionnaire l'autorité concédante peut prononcer la déchéance du contrat de concession.

En France la loi le Chapelier (1791) sur la liberté du commerce et de l'industrie n'autorisait pas les collectivités locales à développer des activités marchandes. Ces collectivités locales ont donc dû faire appel au secteur privé, dans le cadre de la "permission de voirie" ou de la "concession de service public" dès lors qu'elles sont souhaité développer l'éclairage public à partir du gaz manufacturé puis de l'électricité. C'est dans ce cadre juridique qu'ont été organisés la plupart des services publics visant à distribuer des fluides (eau, gaz, électricité). En 1900 les communes sont néanmoins parvenues à faire reconnaître par le Conseil d'État la légalité de la création de services publics municipaux de production-distribution d'électricité et de gaz (en s'appuyant pour cela sur une loi de 1884). Une loi de 1906 a ensuite précisé le régime des concessions communales de distribution (obligation de rédiger un cahier des charges,

propriété communale des équipements...). Elle prévoit l'attribution au concessionnaire de certaines prérogatives de puissance publique, ce qui confère à la distribution de l'électricité le caractère d'activité d'intérêt général. Un arrêt du Conseil d'État de 1916 introduit la théorie de l'imprévision qui consacre l'incomplétude des contrats de concession et invite le concédant et le concessionnaire à renégocier lorsqu'un événement imprévu modifie substantiellement les conditions d'exploitation, sans rendre cette dernière impossible auquel cas c'est la force majeure qui joue. Le concessionnaire a alors droit à une indemnité.

Les deux systèmes (initiative privée, intervention municipale directe) ont donc coexisté. Mais l'affaiblissement du pouvoir concédant des communes a ensuite eu comme contrepartie (et comme cause) la montée du pouvoir réglementaire de l'État. Dès 1928 l'État a fixé un cahier-type de charges et les décrets-lois Laval de 1935 ont uniformisé les tarifs, dans un contexte où la concentration des entreprises électriques et le souci d'assurer l'interconnexion des divers réseaux sont apparus nécessaires. Ce processus "d'étatisation" a connu son apogée en France avec les lois de 1946 et tout particulièrement la loi du 8 avril 1946 créant Électricité de France et Gaz de France. Dans un contexte de pénurie et de reconstruction, la nationalisation du gaz et de l'électricité est apparue comme indispensable. Ainsi EDF (qui a le statut d'EPIC) bénéficie d'un monopole du transport, de l'importation et de l'exportation de l'électricité en France, et d'un quasi-monopole de la production et de la distribution. On peut dire qu'en France "les services publics de l'énergie sont d'autant plus "publics" qu'ils sont assurés par des entreprises publiques nationales dont les salariés bénéficient eux-mêmes d'un statut protecteur proche de celui des fonctionnaires", comme le rappelle C. HENRY (1997 a, p.187).

Tel n'est pas le cas partout en Europe et il faut tenir compte des évolutions historiques propres à chaque pays. On peut considérer que l'industrie électrique comporte trois niveaux : la production d'électricité, le transport sur un réseau à très haute et haute tension, et la distribution sur un réseau moyenne et basse tension. Dans certains pays ces trois activités sont intégrées : c'est la même entreprise qui, sur un territoire plus ou moins vaste, effectue les trois opérations. Dans d'autres pays ces activités sont partiellement ou totalement dé-intégrées. Dans certains cas l'opérateur ou les opérateurs en charge de ces activités sont publics (l'État ou une collectivité locale), dans d'autres cas on a affaire à des opérateurs privés ou semi-publics. Il existe dès lors une grande diversité des schémas organisationnels et cette diversité est le fruit des rapports de force entre l'État, les régions, les communes et les industriels. En croisant les deux distinctions (privé-public, intégration-dé-intégration) on obtient la typologie suivante.

Nature des juridiques acteurs Organisation des activités P, T, D	Secteur public (ou dominante publique)*	Secteur privé
Processus intégré	Monopoles publics de production, transport, distribution (cas de la France avec des entreprises nationales ou cas de l'Irlande, de la Grèce et de l'Italie) (privatisation impulsée en Italie)	Monopoles privés de production, transport et distribution (cas de la Belgique ou de nombreux Etats des Etats-Unis)
Processus dé-intégré	La production est souvent le fait de sociétés privées ou semi-publiques ; le transport et la distribution sont en général entre les mains des communes ou de sociétés d'économie mixte (cas de l'Allemagne, de la Suède, de la Finlande, du Danemark, des Pays-Bas, de l'Espagne, du Portugal)	Des entreprises privées se partagent la production, le transport (monopole en général) et la distribution (cas de l'Angleterre)

* mais un processus de privatisation, au moins partielle, est souvent engagé lorsque l'industrie est dé-intégrée.

Tableau 1 - Typologie simplifiée de l'industrie électrique

Section 2 - Les raisons d'une remise en question des modèles traditionnels d'organisation du secteur électrique

Trois catégories de raisons peuvent être invoquées qui, selon les pays, seront plus ou moins vérifiées : des raisons juridiques, des raisons économiques et des raisons politiques.

§1 - Les fondements juridiques de la dérégulation

La Commission de Bruxelles se fonde essentiellement sur trois articles du Traité de Rome de 1957 (repris dans l'Acte Unique de 1986) pour justifier son intervention visant à libéraliser l'industrie électrique :

- l'article 30 qui dispose que "les restrictions quantitatives à l'importation... sont interdites entre les États membres...".

- l'article 37 qui dispose que "les États membres aménagent progressivement les monopoles nationaux présentant un caractère commercial, de telle façon qu'à l'expiration de la période de transition soit assurée, dans les conditions d'approvisionnement et de débouchés, l'exclusion de toute discrimination entre les ressortissants des États membres... Ces dispositions s'appliquent également aux monopoles d'État délégués".

- et surtout l'article 90 qui dispose que "1) les États membres en ce qui concerne les entreprises publiques et les entreprises auxquelles ils accordent des droits spéciaux ou exclusifs, n'éditent ni ne maintiennent aucune mesure contraire aux règles du présent traité... 2) les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général ou présentant le caractère d'un monopole fiscal sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de concurrence, dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie... 3) la Commission veille à l'application des dispositions du présent article et adresse, en tant que de besoin, les directives ou décisions appropriées aux États membres".

La Commission constate qu'il existe une discrimination entre les usagers européens puisque le prix de l'électricité est très différent d'un pays à l'autre. Certes les conditions de production y sont très différentes puisque la dotation en ressources énergétiques n'est pas la même partout, loin s'en faut, ce qui explique les disparités du coût du kwh. A titre indicatif le prix moyen du kwh à usage industriel était (hors taxes) en 1995 de 56,10 centimes français en Allemagne, de 39,88 centimes en Italie, de 36,50 centimes en France et de 30,76 centimes au Royaume-Uni (source National Utility Services). Cela peut s'expliquer par le fait qu'on utilise du charbon en Allemagne, du fuel en Italie, du nucléaire en France et du gaz au Royaume-Uni..

Ce qui est en cause ce ne sont pas les disparités de coûts mais le fait que les échanges d'électricité entre Européens sont insuffisants, non pas pour des raisons techniques mais pour des considérations institutionnelles (existence de monopoles). Il faut donc supprimer les obstacles juridiques à la liberté d'établissement dans la production électrique, au transport à l'importation de l'électricité. Un certain consensus entre Européens existait à ce sujet durant la période 1988-1990 : deux directives, l'une sur le libre transit du kwh et l'autre sur la transparence des prix avaient été édictées. Le libre transit prévoit qu'une société de distribution d'électricité qui souhaite importer des kwh d'un pays non limitrophe peut, de droit et moyennant péage, obtenir d'utiliser le réseau de transport d'un pays tiers qu'il faudra traverser mais "le cabotage" n'est pas possible c'est-à-dire qu'il lui est interdit d'approvisionner des consommateurs dans le pays traversé (ce qui reviendrait à instaurer un A.T.R. ou accès des tiers au réseau).

C'est lorsque la Commission a voulu aller plus loin dans la libéralisation que le conflit a surgi (se reporter à ce sujet aux analyses faites par C. HENRY 1997b et par EDF 1996). L'alinéa 3 de l'article 90 donne pouvoir à la Commission d'édicter de son propre chef des directives pour ouvrir des secteurs à la concurrence et c'est d'ailleurs ce qu'elle avait fait pour la première fois en 1988 en édictant une directive relative à la concurrence dans les marchés de terminaux de télécommunications, abolissant les droits exclusifs d'importation, de commercialisation, de raccordement, de mise en service et d'entretien des appareils terminaux. Forte de ce succès (les pays qui avaient contesté ce droit avaient été déboutés par la Cour Européenne de Justice), la Commission avait essayé d'imposer l'ATR. Mais le recours à la procédure simplifiée de l'article 90 alinéa 3 fut cette fois contesté au Parlement Européen (à l'initiative du député Claude DESAMA notamment). Si la directive est une conséquence directe des traités il n'est pas nécessaire de demander des autorisations supplémentaires aux États membres. L'article 90 alinéa 3 s'applique et il est inutile de solliciter le Parlement et le Conseil des Ministres de l'Énergie. Dans le cas contraire le projet de directive proposé par la Commission doit être adopté par le Conseil des Ministres et le Parlement : c'est la procédure alternative dite de "co-décision" prévue à l'article 100. En octobre 1991 le Commissaire

Européen de l'Énergie, le Portugais CARDOSO E CUNHA a renoncé à la procédure simplifiée. Les deux projets de directive présentés en mai et novembre 1992 ont été rejetés par le Conseil des Ministres. Il a fallu attendre 1995 pour qu'un compromis apparaisse : la Commission (avec le Commissaire Espagnol Abel MATUTES) a admis la coexistence des deux systèmes en compétition (l'ATR défendu par les ultra libéraux et le système dit de l'Acheteur Unique défendu avec vigueur par la France), le Conseil des Ministres a lui aussi admis cette coexistence, la nécessité de conserver une notion de service public dans le domaine électrique et de planifier les investissements à long terme... Cela a débouché sur le compromis de Luxembourg du 20 juin 1996 (au Conseil des Ministres) puis sur un projet commun de directive le 25 juillet, projet adopté le 11 décembre par le Parlement et devenu directive le 19 décembre 1996 (parue au JOCE du 30/1/1997). Cette Directive est entrée en vigueur en 1997 et laisse aux différents États de l'Union Européenne deux ans au plus pour en adopter les dispositions. La France devra donc modifier sa législation (en particulier revoir la loi de nationalisation du 8 avril 1946) avant le 1er janvier 1999. Le système retenu est le suivant :

1) La production est ouverte à la concurrence, ce qui revient à dire que des producteurs indépendants pourront construire et exploiter des centrales et que certains consommateurs dits "éligibles" pourront faire appel au fournisseur de leur choix (producteurs indépendants ou électriciens étrangers). Pour ce qui est de la construction de nouvelles centrales les États membres ont le choix entre deux procédures : celle de l'autorisation (licence) ou celle de l'appel d'offres mais les deux procédures doivent être fondées sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Les consommateurs d'électricité qui consomment plus de 40 GWh par an seront éligibles dès le 1er janvier 1999 puis le seuil sera abaissé à 20 GWh au 1/1/2000 et à 9 GWh au 1/1/2003. Un bilan de l'opération sera fait en 2006 pour examiner s'il convient d'abaisser encore ce seuil. On estime que cela concerne 25% environ du marché à l'horizon 1999 et 33% à l'horizon 2003, en moyenne en Europe. Les producteurs indépendants alimenteront les consommateurs éligibles soit directement soit en passant par le réseau national moyennant un péage à déterminer. Mais un consommateur éligible peut parfaitement choisir de continuer à s'approvisionner auprès du producteur dominant qui sera de ce fait "librement choisi et non plus imposé".

Le problème qui s'est posé est celui de l'éligibilité ou non des distributions publiques non nationalisées (par exemple les collectivités locales qui disposent d'une régie ou d'une société d'économie mixte). La directive a prévu une éligibilité partielle de ces distributions, pour le volume d'électricité consommé par les consommateurs éligibles dans leur zone de desserte. En d'autres termes les distributions publiques ne sont pas assimilées à de gros consommateurs... Un pays pourra toujours accorder l'éligibilité totale à ses distributions publiques dans le cadre de sa loi nationale mais la directive bruxelloise ne lui impose pas de le faire.

2) le transport et la distribution restent des monopoles "naturels" et les États membres peuvent choisir entre deux options : soit adopter l'ATR qui peut être un ATR négocié ou un ATR imposé c'est-à-dire de droit (dans le premier cas le péage est fixé par un contrat entre le gestionnaire du réseau et l'opérateur qui sollicite l'accès au réseau, dans le second cas le péage est fixé par le régulateur), soit préférer le système de l'Acheteur Unique. Le système de l'Acheteur Unique retenu dans l'article 18 de la Directive est toutefois différent du système préconisé par la France dans le rapport MANDIL de 1993. Il s'agissait alors d'introduire la concurrence à la production via l'appel d'offres pour la construction de centrales nouvelles. Mais on ne prévoyait pas de clients éligibles, les consommateurs continuant tous de s'approvisionner auprès de "l'acheteur-revendeur" unique. Dans la Directive "l'acheteur Unique n'est plus qu'une modalité particulière de relation entre clients éligibles et gestionnaire du réseau" (EDF, 1977). Dans la formule de l'acheteur Unique retenu par Bruxelles, l'État peut choisir d'imposer une sorte "d'intermédiaire obligé" entre producteurs indépendants et clients éligibles. Les producteurs indépendants vendent à l'acheteur unique qui revend aux clients éligibles. Et comme le précise l'alinéa 2 de l'article 18 "l'acheteur unique peut être tenu d'acheter l'électricité ayant fait l'objet d'un contrat entre un client éligible et un producteur situé à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau à un prix égal au prix de vente

offert par l'acheteur unique aux clients éligibles moins le prix du tarif publié" (il s'agit du coût du transport). Comme le souligne d'ailleurs EDF "on a ainsi une forme d'obligation d'achat vis à vis des producteurs indépendants, qui permet à ces derniers de bénéficier de toute rente constituée de l'écart entre leurs coûts et le prix de vente implicitement publié et administré de l'acheteur unique sur le marché éligible". Bien évidemment l'Acheteur Unique peut refuser l'accès au réseau et peut refuser d'acheter l'électricité pour les clients éligibles s'il ne dispose pas de la capacité de transport ou de distribution nécessaire mais ce refus doit être motivé et justifié. Le régulateur est chargé d'y veiller.

En vertu du principe de subsidiarité chaque législation dispose donc, en pratique, d'une certaine marge de manoeuvre.

Il est à noter que la Commission de Bruxelles s'interdit de se prononcer sur la propriété privée ou publique des divers segments de l'industrie électrique, conformément aux dispositions du Traité de Rome. Cela relève de la compétence des États. La propriété publique est admise sous réserve que l'État se comporte comme un actionnaire de droit commun c'est-à-dire reçoive une juste rémunération de ses apports en capital. Sinon cela fausserait les conditions de la compétition en Europe.

§2 - Les arguments économiques en faveur de la dérégulation

Les critiques adressées par l'École Libérale au modèle européen dominant (monopoles ou quasi monopoles intégrés ou semi intégrés de production, transport et distribution de l'électricité avec forte présence de capitaux publics) sont de quatre ordres (se reporter notamment à J. PERCEBOIS 1997) :

1) l'évolution technologique modifie la nature des services publics en multipliant les zones potentielles de compétition. C'est vrai bien sûr dans le secteur des télécommunications (cf. le téléphone cellulaire qui bouleverse l'organisation traditionnelle des réseaux) mais aussi dans le domaine de la production décentralisée d'électricité : de petites unités de cogénération (chaleur-force) ou des unités à gaz à cycles combinés peuvent fournir un kwh aussi compétitif que le kwh produit avec une grosse centrale raccordée au réseau interconnecté mais éloignée des lieux de consommation. La production d'électricité ne constitue donc pas un monopole naturel et les économies d'échelle n'y sont pas toujours observables. Il n'y a donc pas lieu d'y maintenir des "droits exclusifs". Le progrès technique permet de transporter des kwh sur très longue distance, à très haute tension (notamment en courant continu) et cela accroît le caractère concurrentiel du marché de l'électricité. A terme chaque client doit pouvoir choisir son fournisseur grâce à l'intensification des échanges.

2) les monopoles, surtout lorsqu'ils sont publics, sont souvent moins efficaces que les entreprises qui fonctionnent dans un univers compétitif. Les monopoles, comme les administrations, sont menacés par les pratiques bureaucratiques (sureffectifs donc surcoûts), le surinvestissement (effet AVERCH-JOHNSON), les "inefficiences X" au sens de H. LEIBENSTEIN.

La théorie des droits de propriété de R. COASE peut expliquer pour partie cette moindre efficacité : en éliminant l'appropriabilité privée des bénéfices, la propriété publique empêche la recherche de l'efficacité maximale et favorise le gaspillage des ressources. D'autant que la situation confortable de monopole (ou quasi monopole) permet de répercuter sur le consommateur la hausse des coûts que ces comportements engendrent (logique d'une tarification "cost-plus").

3) les monopoles concessionnaires de service public bénéficient d'asymétries d'information qui leur permettent de "capturer" l'autorité de tutelle chargée de les contrôler.

L'autorité de tutelle ne dispose pas d'informations suffisantes pour contrôler valablement le monopole ; le contrôlé non seulement réagira au contrôle mais il cherchera aussi à influencer les règlements et le comportement des contrôleurs (théorie de STIGLER et PELTZMAN). L'objectif pour le concessionnaire c'est de créer une situation protégée sous couvert de l'intérêt général. La "théorie de l'agence" insiste sur la difficulté d'avoir des relations équilibrées entre le principal et l'agent et sur le fait que la tutelle finit toujours par prendre la défense des intérêts des agents qu'elle est chargée de contrôler. Il est à noter que cette capture du régulateur peut prendre d'autres formes. Le régulateur (autorité de tutelle) peut être "capturé" par les usagers comme le montre l'expérience californienne : à force de protéger les petits consommateurs contre les risques "d'abus de position dominante" le régulateur a très largement défavorisé les actionnaires propriétaires des sociétés d'électricité ainsi que les gros consommateurs industriels. Le régulateur (lorsqu'il s'agit d'une commission indépendante) peut également être "capturé" par le pouvoir politique et ne voir dans l'industrie de réseau que le bras séculier du gouvernement...

4) les monopoles concessionnaires de services publics ont tendance à pratiquer des "subventions croisées" entre usagers, au détriment des usagers captifs et au profit des usagers réputés mobiles. Si le régulateur n'y prend pas garde l'entreprise en charge du service public aura tendance à pratiquer des prix inférieurs au coût marginal pour les consommateurs dont la demande est élastique (les industriels qui peuvent choisir le gaz ou le charbon au lieu de l'électricité pour certains usages) et à reporter ces coûts sur les consommateurs dont la demande est rigide (les ménages qui n'ont pas ce choix et dont l'information est moindre quant aux substituts possibles). Il est à noter que le régulateur (ou le pouvoir politique) peut imposer certaines subventions croisées entre clients : c'est le cas lorsqu'existe une péréquation spatiale des tarifs basse consommation (comme en France) puisque cela revient à faire payer par les citoyens une partie des surcoûts liés à la desserte en zone rurale.

Les propositions de l'École Libérale face à ces effets pervers sont dès lors de quatre sortes :

1) rétablir la concurrence là où le monopole naturel n'est pas incontournable. L'importation, l'exportation et la production d'électricité ne constituent pas des monopoles naturels et il convient donc "d'ouvrir à la production indépendante" cette activité lorsque ce n'est pas le cas ou que ça l'est insuffisamment (d'où l'économie de la Directive du 19 décembre 1996).

2) attribuer aux enchères (competitive bidding) et non plus de gré à gré les concessions de service public là où le monopole naturel est incontournable. Le transport de l'électricité est un monopole naturel régional voire national ; la distribution de l'électricité peut être considérée comme un monopole naturel local. Dans les deux cas il serait économiquement discutable de dupliquer les réseaux. Il faut donc un opérateur unique mais le choix de cet opérateur doit se faire sur la base du "moins disant" et pour une durée qui ne soit pas trop longue afin d'éviter les rentes de situation. L'activité de distribution sera concédée à l'opérateur qui fera la meilleure offre (qui minimisera par exemple la demande de subventions) pour satisfaire aux conditions du cahier des charges. On peut aller plus loin et faire en sorte que cette activité de distribution devienne "contestable" : tout opérateur doit pouvoir être exclu du marché par un opérateur plus efficace qui démarcherait ses clients en leur proposant de signer des "contrats d'option" aux termes desquels ces clients s'engageraient à changer de fournisseur dès que ce serait techniquement possible, et ce à un prix sensiblement inférieur au prix pratiqué jusqu'alors. Le nouvel opérateur n'aurait même pas besoin de construire un nouveau réseau de distribution : il rachètera celui de l'opérateur en place inefficace, dont la valeur est nulle puisque sa clientèle l'a abandonné. C'est une façon de contourner les "sunk costs" (coûts irrécupérables). Cela suppose que l'opérateur en place soit suffisamment inefficace pour ne pas opposer de réaction, en réduisant ses coûts donc ses prix par exemple. Encore faut-il que cette solution soit juridiquement possible et admise par le régulateur : cette contestabilité constitue en quelque sorte une façon de mettre fin au contrat de concession sans en prononcer la

déchéance. Un tel système de contestabilité n'est appliqué nulle part aujourd'hui mais on peut penser qu'il constituerait une "menace crédible" pour les opérateurs en place, ce qui les inciterait à demeurer efficaces (en termes de prix et de qualité du service rendu). A certains égards le système anglais qui dissocie le "supply" (la vente) de la distribution constitue une forme de contestabilité : un distributeur efficace peut démarcher les clients du distributeur voisin en proposant des prix plus bas et livrer les kwh en utilisant le réseau physique de son concurrent. Il ne lui rachète pas son réseau mais l'emprunte moyennant péage, et ce de plein droit.

3) introduire l'Accès des Tiers au Réseau (Third Party Access). Lorsque les trois fonctions de production, transport et distribution sont bien séparées (séparation comptable ou "unbundling" dans une première étape puis séparation institutionnelle dans une deuxième étape), il apparaît que le réseau de transport doit être géré par une seule entreprise en charge du dispatching. Cette entreprise centralise les offres émanant de la production (là où la compétition est possible) et elle fait appel aux divers fournisseurs selon la règle du "merit order" (les offres à coûts les plus faibles d'abord) pour satisfaire la demande à chaque instant.

Ce transporteur peut être conçu comme un Acheteur Unique Dé-intégré (AUD), beaucoup plus neutre vis à vis des producteurs que ne le serait un Acheteur Unique Intégré (AUI), intermédiaire qui serait également la principale entreprise de production et qui de ce fait pourrait être accusé d'être juge et partie dans ses décisions. L'AU (intégré ou non) reste incontournable et les producteurs n'ont pas la possibilité juridique de négocier directement avec les distributeurs et a fortiori avec les clients. Avec le système de l'ATR au contraire tout producteur a la possibilité de signer un contrat d'approvisionnement avec un gros (voire un petit) client et d'obliger le transporteur à mettre son réseau à sa disposition pour acheminer les kwh, moyennant un péage "objectif, transparent et non discriminatoire". L'ATR peut être imposé (l'accès est de plein droit) ou négocié. Dans ce dernier cas l'ouverture du réseau de transport se fait dans un cadre contractuel. En cas de désaccord le demandeur peut faire la preuve devant le juge (la Cour Européenne ?) ou devant le régulateur que le gestionnaire du réseau abuse de sa position dominante. L'accès peut être plus ou moins facile : règle du "premier arrivé premier servi" ou règle du "prorata" (chacun a un accès au réseau au prorata de ses besoins).

4) favoriser une tarification incitative. Pour les activités concurrentielles (comme la production de l'électricité) fonctionnant en situation de coûts marginaux croissants la tarification au coût marginal est optimale et ne génère pas de déficit. Pour les activités fonctionnant en rendements croissants (comme le transport ou la distribution de l'électricité) la tarification au coût marginal correspond à un optimum de premier rang mais elle engendre un déficit correspondant aux coûts fixes à supporter. L'existence de coûts fixes importants avec rendements d'échelle croissants rend nécessaire le passage à une logique de second rang dès lors que l'autorité concédante ou le régulateur ne prévoit pas de financer ces coûts fixes. La maximisation du bien-être social doit être obtenue sous la contrainte d'un équilibre budgétaire de l'opérateur ce qui conduit à une tarification de type RAMSEY-BOITEUX.

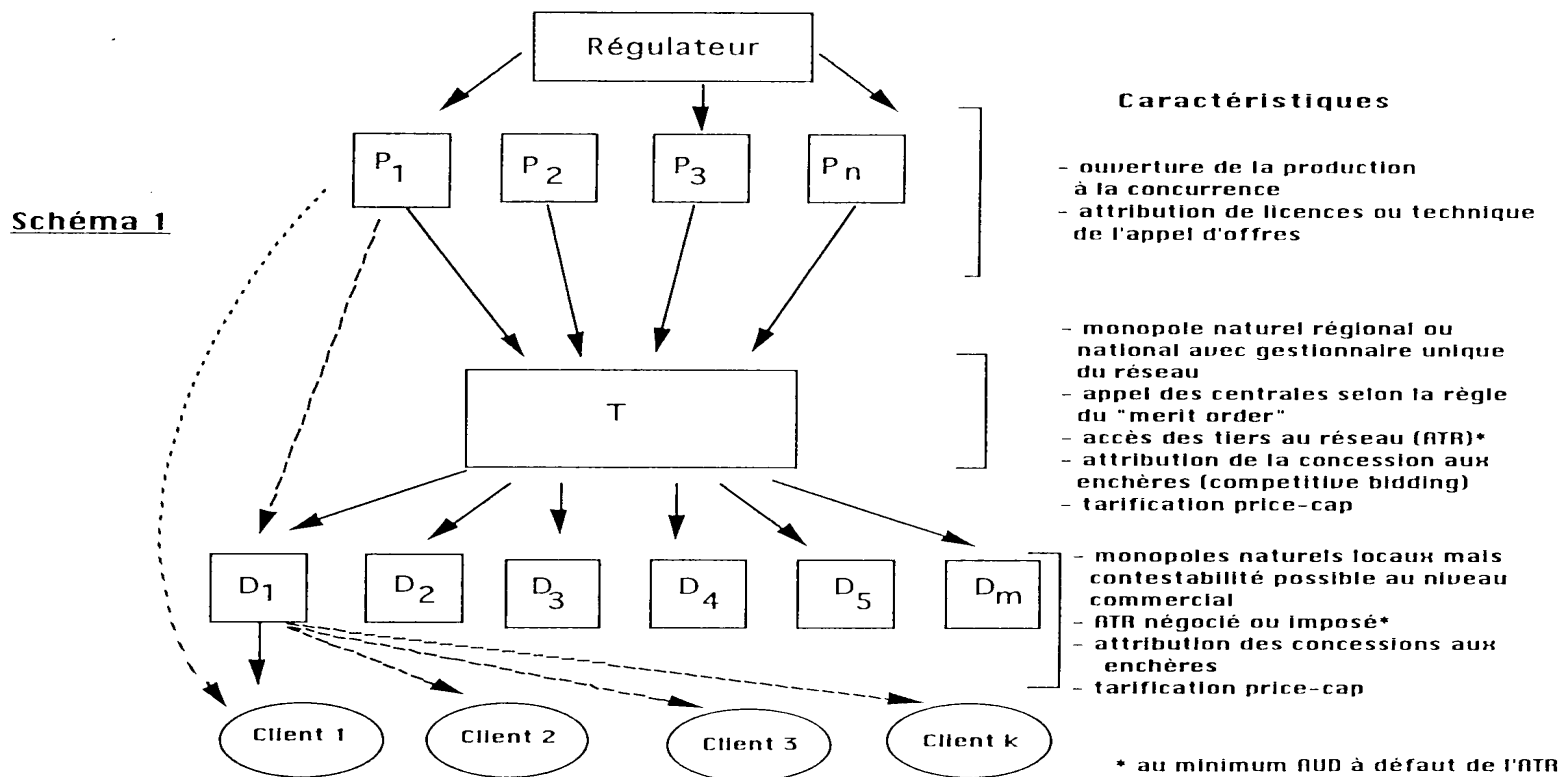
Le prix à facturer à l'utilisateur est d'autant plus élevé que l'élasticité-prix de la demande de cet usager est faible. Si p_i et q_i désignent le prix et la quantité du bien i , respectivement, si $C(q_1, q_2, \dots, q_i, \dots, q_n)$ représente la fonction de coût de l'opérateur, h_i l'élasticité-prix de la demande et I le multiplicateur associé à la contrainte d'équilibre budgétaire, on obtient :

$$\frac{p_i - dC/dq_i}{p_i} = \frac{I}{1+I} \frac{1}{|h_i|} \quad (\text{règle RAMSEY - BOITEUX})$$

Ce multiplicateur I mesure l'effet marginal sur le bien-être social d'une augmentation du profit de l'opérateur. Les usagers à faible élasticité subventionnent donc les usagers à forte élasticité puisque cela revient à faire payer aux clients dont la demande est rigide une plus grande part des coûts fixes communs. Cela peut se discuter du point de vue de l'équité. C'est pourquoi l'on peut conjointement tenir compte du "facteur distributif caractéristique" du bien ou service, lequel mesure la contribution de la consommation de ce bien aux objectifs de justice distributive de la puissance publique (ou du régulateur). Plus un bien a un facteur distributif élevé plus sa consommation doit être accessible et moins il doit être "taxé" (Cf. C. HENRY 1997b). Il sera dès lors souhaitable que les biens et services ayant tout à la fois une élasticité de demande et un facteur distributif caractéristique faibles soient les plus taxés. C'est une façon d'atténuer le caractère inéquitable de la règle RAMSEY-BOITEUX.

Mais du fait de l'absence de compétition sur ce segment de l'industrie rien n'assure que l'opérateur cherchera à minimiser ses coûts. Le gestionnaire sait qu'il pourra répercuter ses hausses de coût dans le prix (logique du "cost-plus"), il ne sera donc pas incité à être efficace. D'où l'idée proposée par S. LITTLECHILD d'introduire une tarification de type "price-cap". L'opérateur s'engage de façon contractuelle, sur plusieurs années, à ne pas dépasser un prix-plafond et ce prix est réputé suivre le taux d'inflation diminué d'un "facteur d'efficacité". On adoptera, comme en Angleterre, une formule du type "RPI-X" où RPI (retail price index) correspond à l'indice des prix de détail et X traduit ce facteur d'efficacité. Ainsi un paramètre X de 5% associé à un taux d'inflation de 3% signifie que le prix-plafond pratiqué au niveau du transport ou de la distribution doit baisser au rythme de 2% par an. Bien évidemment l'opérateur sera incité à baisser ses coûts davantage encore puisque la différence entre ce prix-plafond et l'évolution de ses coûts constituera une rente pour l'entreprise (à répartir entre les actionnaires et les salariés). Cette formule est incitative mais le régulateur doit veiller que la qualité du service rendu n'est pas dégradée. Certes le problème de l'asymétrie d'information entre le principal (régulateur) et l'agent (opérateur) subsiste au moment de la fixation de la formule donc du choix du paramètre X par le régulateur. C'est pourquoi d'autres incitations sont nécessaires comme par exemple le fait de recourir à la "yardstick competition" : le régulateur évalue la gestion de l'opérateur en faisant des comparaisons avec celle d'autres opérateurs (nationaux ou étrangers) placés dans les mêmes conditions.

Le schéma "Idéal" de l'organisation de l'industrie électrique serait donc, au vu des arguments invoqués ci-dessus, le suivant :



Principe : le producteur P_1 vend au réseau T qui revend à D_1 lequel approvisionne le client 1 mais P_1 peut vendre directement à D_1 ou au client 1 et le client 1 peut aussi s'approvisionner auprès de $D_2 \dots D_m$. Chacun peut utiliser le réseau haute et basse tension moyennant péage.

§3 - Les préoccupations politiques et stratégiques

La dérégulation est aussi un moyen, pour certains acteurs, de bouleverser l'organisation actuelle de l'industrie électrique et d'obtenir au nom des grands principes (celui de l'efficacité économique ou celui du respect des traités) une restructuration favorable à leurs intérêts. La dérégulation et la privatisation des industries de réseau trouvent leur inspiration dans le contexte libéral de l'Angleterre Thatcherienne. En dérégulant et en privatisant les diverses industries de réseau Mme THATCHER a cherché à combattre la puissance des syndicats. Ce fut tout particulièrement le cas dans l'industrie minière au moment de la grande grève des mineurs impulsée par SCARGILL. La conversion des Allemands à l'ATR dans les années 1995 n'est pas sans arrière-pensées nationales : la dérégulation c'est un peu une façon d'imposer de l'extérieur, c'est-à-dire depuis Bruxelles, des mutations difficiles à obtenir sur le plan interne. Comme le rappelle C. HENRY, (1977b, p.15) "les Allemands veulent désormais un ATR ouvert non seulement aux utilisateurs industriels, mais aussi aux distributeurs de l'électricité en moyenne et basse tension. Ils veulent, en les mettant en concurrence, obliger leurs monopoles régionaux de production à baisser les prix des fournitures en haute tension aux utilisateurs industriels ; ils veulent aussi casser les arrangements bilatéraux entre ces monopoles et les monopoles municipaux de distribution. Ils ont pris conscience du handicap que représente pour l'économie allemande des prix de l'électricité 20 à 30% plus élevés qu'autour d'eux en Europe, et ils ne voient pas d'autre façon pour y remédier qu'un grand coup de vent de concurrence ; que ce coup de vent vienne de Bruxelles leur épargnerait des débats internes difficiles et des compromis compliqués". Ce n'est pas le fait du hasard si, en Europe comme aux États-Unis, la pression en faveur de la dérégulation est venue des consommateurs industriels qui paient leur électricité plus cher que leurs concurrents.

Mais surtout la dérégulation et la privatisation qui l'accompagne souvent sont une opportunité pour certains groupes industriels de racheter des compagnies de production ou de distribution de l'électricité. C'est en particulier le cas en Angleterre où l'on observe de nombreuses OPA menées par des groupes américains sur les sociétés régionales de distribution. Certains attendent même l'ouverture du capital d'EDF pour prendre des participations, considérant que cette entreprise publique n'hésite pas à racheter des distributeurs à l'étranger et qu'il s'agirait là d'une juste réciprocité. Il faut en effet noter le paradoxe qui veut que certaines entreprises publiques défendent la logique du service public en situation de monopole à l'échelle nationale et entrent, à l'échelle internationale, dans des logiques de compétition. Cette diversification commerciale ne va d'ailleurs pas sans poser problème comme le rappelle le Rapport GUILLET qui, en France, critique certains aspects de la diversification internationale d'EDF.

Section 3 - La situation de l'industrie électrique en Europe et aux États-Unis début 1997

Il est toujours périlleux d'établir une typologie, car chaque pays est un cas particulier, surtout dans un contexte où les mutations s'accroissent. Il nous semble néanmoins que l'on peut classer les 15 pays de l'Union Européenne en quatre catégories (situation valable début 1997) : 1) les pays dans lesquels le système électrique demeure largement intégré verticalement (c'est la même entreprise qui produit, transporte et distribue l'essentiel de l'électricité consommée) et où domine la propriété publique du capital. C'est le cas en France, en Grèce, en Irlande et dans une large mesure encore en Italie 2) les pays ayant un système électrique intégré mais dont le capital est privé ; c'est le cas de la Belgique 3) les pays dans lesquels le système électrique est relativement éclaté ou dé-intégré (plusieurs acteurs apparaissent à chaque niveau de la filière et tous les acteurs ne sont pas présents aux trois niveaux) mais qui, pour l'instant du moins, n'ont pas opté pour une dérégulation poussée. Le capital y est souvent d'ailleurs majoritairement public, qu'il s'agisse de l'État ou des collectivités locales. C'est le cas en Allemagne, Autriche, Danemark et Espagne 4) les pays qui ont opté

assez largement pour la dérégulation c'est-à-dire l'ouverture à la production indépendante et l'introduction de l'ATR. Très souvent cette dérégulation s'accompagne d'une privatisation du capital mais ce n'est pas toujours le cas (cf. Europe du nord). Il s'agit de l'Angleterre, de la Finlande, des Pays-Bas, du Portugal et de la Suède. Hors Union Européenne c'est aussi le cas en Norvège.

Notons que nous n'abordons pas ici le cas du Luxembourg : l'ensemble de l'électricité est importé d'Allemagne (93,8% en 1996, en quasi totalité de la compagnie RWE) et le reste (6,2%) est produit dans quelques centrales nationales publiques ou privées. La Compagnie Grand-Ducale d'Électricité du Luxembourg (CEGEDEL), dont le capital est à 41% détenu par l'État se charge de la quasi totalité de la distribution, sauf quelques gros clients industriels sidérurgistes qui sont approvisionnés par une coopérative, la SOTEL, dont ils détiennent le capital.

Il nous semble en revanche intéressant de comparer la situation européenne à la situation américaine. Chaque État des États-Unis a sa spécificité mais le modèle dominant y reste encore l'entreprise privée (ou publique) intégrée, avec des dimensions très variables selon les cas. On assiste néanmoins à un processus rapide de dérégulation mais seulement dans quelques États du Nord-Est et de la Côte Ouest, c'est-à-dire dans des États où le coût d'accès à l'électricité est élevé. Plusieurs rapports et articles ont déjà été publiés sur la structure de l'industrie européenne (M. BOITEUX 1996, D. FINON 1995, A.M. KLOM 1996, G. LUCENET 1997, C. STOFFAES 1995 et A. TOURNEBISE 1992). Notre typologie tient compte des évolutions les plus récentes mais le système est loin d'être figé.

§ 1 - Le pays de l'U.E. ayant un système électrique intégré à dominante publique (cf. tableau 1)

En France la loi de nationalisation du 8 avril 1946 a établi un monopole du transport de l'électricité à travers une concession d'Etat et un quasi monopole de distribution au niveau local à travers des concessions communales, le tout au profit d'un établissement public, Électricité de France. Cette entreprise bénéficie en outre d'un quasi-monopole de la production (ce monopole existe à partir de 8000 KVA c'est-à-dire environ 8MW). L'autoproduction est possible en deçà du seuil de 8000 KVA et 5% de l'électricité sont encore produits et/ou distribués par des établissements non nationalisés : régies municipales, sociétés d'économie mixte, sociétés d'intérêt collectif agricole pour l'électricité (SICAE). Le législateur de 1946 avait considéré que ces opérateurs étaient publics et qu'il n'y avait donc pas lieu de les nationaliser. Il avait en outre souhaité le maintien d'un petit secteur libre (voir par ex J.P. BONAITI 1996). Il existe donc actuellement 155 entreprises locales non nationalisées mais publiques, de dimensions très variables, qui produisent et/ou distribuent de l'électricité (Metz, Grenoble mais aussi de petites communes comme Gignac, Saint-Martin-de-Londres etc...). L'interprétation que le Conseil d'État a donnée de la loi de 1946 interdit la création de nouvelles régies (beaucoup ont en revanche été rachetées par EDF depuis 1946). L'entreprise EDF est en quelque sorte un "concessionnaire obligé" pour les communes et un nouveau cahier des charges type a été élaboré par un décret du 23 décembre 1994. Suite à cela la plupart des collectivités locales (80% environ) ont signé avec EDF un nouveau contrat de concession pour la distribution de l'électricité mais certaines communes n'ont pas encore signé le renouvellement, estimant que les redevances proposées par l'établissement public étaient insuffisantes.

Du fait de la directive européenne du 19 décembre 1996 la loi française de 1946 devra être revue avant le 31 décembre 1998, pour permettre notamment l'ouverture à la concurrence de la production et l'accès des gros consommateurs au fournisseur de leur choix. Le gouvernement français, appuyé par la direction d'EDF et les syndicats, ne souhaite pas l'introduction de l'ATR, considérant que ce système est "incompatible avec le service public à la française" mais une forme d'ATR est inévitable aux termes mêmes de la Directive (Cf. ci-

dessus). Il est à noter que les rapports contractuels entre EDF et l'État ont été quelque peu clarifiés dans le nouveau contrat d'entreprise 1997-2000. Plusieurs innovations sont introduites depuis 1997 : 1) le capital d'EDF va être augmenté par incorporation de provisions et passera ainsi de 20 à 78 milliards de francs (pour un actif total de près de 700 milliards de francs), ce qui à terme pourrait permettre une "ouverture" de ce capital à certains opérateurs nationaux ou étrangers ; 2) le réseau haute et très haute tension, qui depuis 1946 appartient à l'État mais est concédé à EDF, devient propriété d'EDF (au même titre que les centrales ; rappelons que les réseaux de distribution sont la propriété des autorités concédantes, c'est-à-dire des communes) ; 3) la rémunération de l'actionnaire unique (l'État) est clarifiée : l'entreprise versera 3% de rémunération pour les dotations en capital reçues et 40% du résultat après impôt. Mais beaucoup de questions restent en suspens : faut-il réellement s'attendre à une ouverture du capital d'EDF, donc à une privatisation partielle ? La nouvelle loi autorisera-t-elle la création de nouvelles régies communales ? Selon quelles modalités tarifaires se fera l'approvisionnement des gros consommateurs éligibles lorsque le fournisseur ne sera pas EDF mais que le réseau EDF sera sollicité ? EDF pourra-t-elle refuser de transporter l'électricité produite par un indépendant ?

En Grèce la production, le transport et la distribution de l'électricité sont le fait d'une entreprise publique nationale, détenue à 100% par l'État (la Public Power Corporation). Pas plus qu'en France il n'est question d'admettre l'ATR mais l'ouverture de la production devra, comme en France, être prévue au plus tard le 1er janvier 1999. Le système est le même en Irlande où une entreprise publique (l'Electricity Supply Board, détenue à 100% par l'État) assure les trois opérations : production, transport, distribution. Il est toutefois prévu d'ouvrir la production, de créer une instance indépendante de régulation et même de permettre un accès limité au réseau pour certains opérateurs (le refus de l'ATR y semble moins catégorique qu'en France ou en Grèce)

En Italie l'industrie électrique ne fut nationalisée qu'en 1962, soit avec quinze ans de retard sur la France ou la Grande-Bretagne. L'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) a ainsi regroupé les 1250 entreprises nationalisées et assure encore 78% de la production, 100% du transport et 95% de la distribution. Il existe un grand nombre d'autoproduleurs industriels, exclus de la nationalisation, qui fournissent 17% de la production nationale et qui vendent à ENEL l'énergie excédentaire sur la base du "coût évité" (avoided cost), ainsi que 70 régies municipales qui fournissent 5% de la production et qui alimentent notamment les grandes villes (Rome, Milan, Turin). Il est à noter que l'Italie est importatrice nette d'électricité, la production nationale ne suffisant pas à satisfaire la demande. En 1991 la loi a encouragé la production indépendante d'électricité obtenue à partir de sources renouvelables d'énergie et en 1992 un processus de privatisation de l'ENEL a été amorcé, avec toutefois beaucoup d'opposition parlementaire. En novembre 1995 le Parlement italien a voté une loi prévoyant la création d'une autorité indépendante de régulation pour l'électricité et le gaz et élargissant la concurrence au niveau de la production (il faut rappeler que la directive européenne de 1996 a été largement impulsée par le ministre italien de l'énergie). La privatisation de l'ENI (entreprise publique de gaz et de pétrole) est déjà bien avancée (l'État qui détient encore 69% du capital devrait voir sa part ramenée à 55% fin 1997) mais celle de l'ENEL, quoique prévue, semble tarder (l'État conserverait toutefois la majorité du capital). Les groupes ENI et ENEL ont constitué début 1997 une nouvelle société de production d'électricité, dont le capital est partagé équitablement, et qui devrait devenir le deuxième producteur italien, le premier "indépendant" (avec 5000 MW) devant Edison SA (qui détient 3200 MW). Une loi de 1982 permet en outre un accès restreint au réseau de transport de l'ENEL pour les autoproduleurs désirant fournir de l'électricité à leurs filiales (ce qui par exemple n'est pas le cas actuellement en France) et cela peut constituer un début d'ATR à un moment où la production indépendante semble devoir se développer. Quoique assez proche du système français, le système électrique italien semble devoir évoluer vers plus d'ouverture, probablement parce que de nouvelles capacités de production devront être construites dans les prochaines années, ce qui n'est pas le cas en France où le système est saturé jusqu'en 2005... Le secteur privé sera donc davantage sollicité qu'en France.

En Italie l'ouverture de la production (au privé) est avant tout synonyme de réduction des importations ; en France cette ouverture risque de se traduire par des pertes de parts de marché pour l'entreprise publique (il est difficile d'exporter davantage, ne serait-ce qu'en raison de la saturation des lignes à haute tension, et la demande n'augmente pas ou augmente peu).

Un système en expansion accueille de façon plus favorable les mutations. Lorsque le marché est en expansion, le jeu des acteurs peut conduire à un "équilibre non destructeur". Lorsque le marché est saturé ce jeu est nécessairement "destructeur" puisque ce que certains gagnent est perdu par d'autres.

§2 - Les pays de l'UE ayant un système électrique intégré à dominante privée (Cf. tableau 2)

La Belgique est un cas un peu particulier puisque l'entreprise ELECTRABEL, groupe privé contrôlé à 44,6% par TRACTEBEL, est née en 1990 de la fusion de trois sociétés privées, et ce pour éviter un risque d'OPA. A côté de ce groupe privé qui produit 94% de l'électricité, et est très largement présent dans le transport à travers la CPTE (coopérative contrôlée par Electrabel à 95%) et dans la distribution à travers les sociétés d'économie mixte qui approvisionnent les communes, on trouve une société publique (la Société Coopérative de Production d'Électricité ou SPE) qui produit 2,6% de l'électricité et quelques autoproducteurs (3,4% du marché). La part de la société publique SPE devrait être accrue et le gouvernement refuse pour l'instant l'ATR. Le groupe TRACTEBEL, qui contrôle le gaz et l'électricité en Belgique, a pour principaux actionnaires la Société Générale de Belgique (SGB), contrôlée à 62,6% par Suez et qui détient 61% du capital de TRACTEBEL, d'une part, et la Société Bruxelles Lambert (contrôlée par le financier Albert Frère) et qui détient 20% du capital de TRACTEBEL, d'autre part. Le reste du capital est entre les mains de petits actionnaires. La récente fusion programmée (mars 1997) de Suez et de la Lyonnaise des Eaux pourrait inciter Bruxelles Lambert à céder ses parts dans TRACTEBEL et ferait de la Lyonnaise des Eaux, opérateur soucieux d'intervenir dans la production d'électricité en Europe (y compris en France), un concurrent d'EDF à l'international. On peut aussi penser que, ne parvenant pas à s'imposer dans la production ou la distribution de l'électricité en France, la Lyonnaise des Eaux cherche des opportunités dans d'autres pays de l'Union Européenne (d'autant qu'elle est déjà présente dans d'autres parties du monde).

§3 - Les pays de l'UE ayant un système électrique dé-intégré mais non dérégulé (en général à dominante publique) (Cf tableau 3)

Le système électrique de l'Allemagne, pays fédéral, est relativement éclaté mais avec de fortes rigidités spatiales. La production est entre les mains de près de 1000 entreprises : 9 sociétés "suprarégionales" contrôlent 81% de la production (on trouve parmi elles de grandes sociétés comme RWE, Preussen Elektra, Bayenwerk), le reste étant fourni par 80 entreprises régionales de dimension modeste (9% de la production) et par près de 900 sociétés municipales (10% de la production). Le transport sur le réseau haute tension est le fait des 9 sociétés suprarégionales. La distribution est, quant à elle, assurée à concurrence de 34% par les 9 sociétés suprarégionales, de 39% par les 80 sociétés régionales et de 27% par les municipalités (Stadtwerke). La propriété publique est très majoritaire, que ce soit au niveau municipal ou à celui des Länder : les entreprises publiques contrôlent 22% du marché, les entreprises d'économie mixte en contrôlent 63% et les sociétés privées ne contrôlent que 15% du marché.

La concurrence entre entreprises est à tout niveau inexistante dans la mesure où chaque société possède un monopole de zone. Des contrats de concession donnent des droits exclusifs de distribution à chaque entreprise sur une zone déterminée. Des contrats de démarca-

tion horizontale définissent une frontière géographique entre les sociétés de même niveau (suprarégionales ou régionales). Des contrats de démarcation verticale règlent sur un territoire donné les rapports entre les partenaires de niveaux différents (par exemple une société suprarégionale et une société régionale) ; ils spécifient les conditions dans lesquelles l'entreprise située en amont fournit en électricité l'entreprise située en aval tout en se réservant la possibilité d'alimenter directement certains gros industriels (clauses dites "de réserve" ou "d'exclusivité"). Ces contrats de démarcation sont des accords plus ou moins confidentiels par lesquels chacun s'engage à ne pas concurrencer autrui. L'article 103 de la loi de 1957 sur les restrictions de concurrence (Kartellgesetz) prévoit que les entreprises de service public sont exceptées des interdictions générales faites aux ententes. L'Office Fédéral des Cartels souhaite néanmoins introduire de la concurrence et à terme supprimer les contrats de démarcation. Il se heurte à de nombreuses réticences et le Gouvernement allemand compte sur Bruxelles pour supprimer ces rigidités... donc faire baisser le coût d'accès à l'électricité pour les industriels.

Une forme d'ATR négocié est possible sous certaines conditions : en cas de refus d'ouverture du réseau, l'industriel peut porter l'affaire devant les Tribunaux qui apprécient si c'est ou non la marque d'un abus de position dominante...

Le système électrique de l'Autriche présente des similitudes avec celui de l'Allemagne : le capital public est majoritaire et la structure est relativement éclatée en amont et en aval de la chaîne. La production est assurée à concurrence de 50% par 9 entreprises fédérales regroupées en une société holding (Verbund Gesellschaft), par 8 entreprises provinciales dont 3 sont privatisées, 5 entreprises municipales (Stadtwerke) dans les grandes villes et 200 petits producteurs indépendants ou auto producteurs. Le transport est le fait du Verbund Gesellschaft. Quant à la distribution elle est assurée par les 9 entreprises provinciales (les 8 mentionnées ci-dessus et qui produisent et une neuvième qui ne fait que de la distribution), les 5 entreprises municipales et quelques petits distributeurs dans les régions isolées. A noter que le Verbund Gesellschaft approvisionne directement certains gros consommateurs industriels. La loi de privatisation de 1989 a permis l'entrée du capital privé dans la production mais le Verbund Gessellschaft demeure encore contrôlé à 51% par l'État. Le Gouvernement autrichien souhaite ouvrir davantage le système à la concurrence (on parle d'autoriser l'ATR voire de créer un marché spot) mais il se heurte pour l'instant à de nombreuses résistances.

Au Danemark le système se caractérise par un fort degré de décentralisation, une prédominance du poids des municipalités mais également l'absence de compétition entre acteurs. La distribution est assurée par 48 entreprises municipales, 42 coopératives rurales et quelques sociétés d'économie mixte. Ces distributeurs contrôlent les 9 entreprises régionales de production qui à leur tour contrôlent les deux réseaux régionaux interconnectés de transport (Elsam et Elkraft). Un ATR négocié est envisagé mais il n'est pas encore opérationnel.

En Espagne la production comme la distribution sont assurées par 7 groupes industriels, dont certains sont privés et d'autres publics. Deux sociétés l'une publique (ENDESA), l'autre privée (IBERDROLA) assurent à elles seules 65% de la production. Début 1997 le gouvernement espagnol a engagé la vente au public de la moitié de sa participation (66,9%) dans la compagnie ENDESA. On trouve également quelques autoproducteurs. Le réseau de transport REDESA est entre les mains des producteurs mais l'essentiel du capital (53%) est public. La loi prévoit que le "competitive bidding" sera instauré pour les nouvelles capacités de production et qu'une commission de régulation indépendante sera mise en place mais il n'est pas question pour l'instant d'instaurer l'ATR (admis cependant pour le gaz depuis juillet 1996).

§4 - Les pays de l'UE ayant un système électrique largement dérégulé (avec ATR), dé-intégré et à dominante privatisée (Cf. tableau 4)

Il s'agit là de pays pour lesquels les objectifs de la Directive européenne de 1996 sont bien en deçà de la situation observée.

L'Angleterre est sans aucun doute le pays du monde où la dérégulation du système électrique a été la plus poussée (Cf. S. HUNT 1992, J.B. BOUTTES et alii 1994 et B. MOURRE 1995).

Jusqu'en 1990 les activités de production et de transport de l'électricité étaient assurées par une entreprise publique créée en 1957 et en situation de quasi monopole, le CEGB (Central Electricity Generating Board). La distribution d'électricité était, quant à elle, assurée par 12 entreprises publiques régionales en situation de monopole local, les Electricity Area Boards. La loi de juillet 1989 sur l'électricité, mise en application dès le début 1990, a entraîné un triple mouvement de dé-intégration, dérégulation et privatisation. Le système est actuellement articulé autour de quatre niveaux d'opérations : la production, le transport, la distribution et la fourniture au client final (le supply).

1) la loi de 1989 a ouvert le secteur de la production à la concurrence. Le CEGB a été éclaté en trois entreprises de production (+ une société de transport) : National Power, Power Gen et British Energy (regroupant Nuclear Electric et Scottish Nuclear). National Power et Power Gen regroupent les centrales thermiques classiques de l'ex CEGB et ont été privatisées en 1991. Afin de ne pas trop peser dans la production National Power a dû se défaire de 4000 MW d'installation, cédés à Hanson, et ce à la demande du régulateur. En 1996 National Power représentait encore 28,2% de l'approvisionnement en électricité de la Grande-Bretagne contre 20,7% à Power Gen. La société British Energy, qui a repris les centrales nucléaires "rentables", a été privatisée en 1996 et représente, avec les autres centrales nucléaires Magnax dont l'État a conservé la propriété, environ 26% de l'approvisionnement en électricité. A côté de ces trois entreprises qui totalisent près de 75% de l'offre, on trouve des producteurs indépendants (12%) quelques autoproducteurs, Scottish Power (3,7%), HydroElectric (3,7%), First Hydro (0,6%) et un exportateur français, EDF (5,1%).

Parmi les producteurs indépendants on trouve de plus en plus de sociétés pétrogazières qui construisent de petits équipements à cycles combinés à gaz et certaines sociétés de distribution (REC) qui ont la possibilité légale de produire jusqu'à 15% de l'électricité distribuée par elles. Tous les producteurs sont détenteurs d'un permis (First Tier Licence) délivré par le régulateur (l'OFFER). En pratique un producteur peut signer des contrats de fourniture directe avec un consommateur (à compter du 1/4/1998 avec tout client, y compris domestique), à condition toutefois de détenir un permis (Second Tier Licence) et d'acquitter un péage à l'entreprise chargée du transport et à celle qui met à disposition son réseau de distribution. Le plus souvent les producteurs vendent leur électricité au "pool" c'est-à-dire sur le marché spot.

2) la coordination de l'offre et de la demande est assurée par l'intermédiaire d'un "pool", qui est juridiquement une association des vendeurs et acheteurs en gros d'électricité. Ce pool est géré par l'entreprise qui détient le monopole du transport très haute et haute tension, la National Grid Company (issue du démantèlement du CEGB) et qui est actuellement privatisée. En pratique il s'agit d'un marché spot sur lequel interviennent tous les producteurs, les distributeurs (REC) et les gros clients industriels et où le prix se détermine 1/2 heure par 1/2 heure en fonction de l'offre et de la demande.

Les différents producteurs font des enchères 24 heures à l'avance sur le prix auquel ils sont disposés à fournir de l'électricité pour chaque demi-heure le lendemain. Le pool, au vu des prévisions de demande qu'il a établies, fait alors la liste des centrales qui seront appelées et fixe le prix d'appel selon le principe de l'adjudication dite "à la française" c'est-à-dire au prix limite (et non pas en recourant à l'adjudication "à la hollandaise" c'est-à-dire au prix offert). Les

centrales sont appelées selon le principe du "merit order" c'est-à-dire en fonction des prix demandés (censés être égaux aux coûts marginaux) mais toutes seront rémunérées au même prix-limite, qui est le prix d'équilibre entre l'offre et la demande. Le dénouement du marché peut évidemment différer des prévisions faites la veille (du fait d'une mauvaise anticipation de la demande ou d'une indisponibilité non prévue de certaines centrales). Des ajustements sont donc nécessaires, sous forme notamment de primes exceptionnelles pour des centrales appelées et qui n'étaient pas prévues ou de pénalités pour des centrales qui ont été défaillantes.

Le prix d'achat que le pool paie aux producteurs appelés est de la forme :

$$\text{PIP} = \text{LOLP} \cdot \text{VOLL} + (1 - \text{LOLP}) \text{SMP}$$

où PIP (pool input price) représente le prix d'achat payé par le Grid, LOLP (loss of load probability) est une probabilité de défaillance comprise entre 0 et 1 et SMP (system marginal price) est le prix d'offre du producteur c'est-à-dire le coût marginal à court terme du producteur appelé. En cas de surcapacité LOLP = 0 et le prix d'achat correspond alors au coût variable de la centrale marginale ; si le risque de défaillance est grand, le producteur perçoit une rémunération qui couvre une partie des coûts fixes. Le prix de vente que le pool facture aux distributeurs (ou industriels) et de la forme :

$$\text{POP} = \text{PIP} + \text{uplift}$$

où POP (pool output price) est le prix de revente aux distributeurs et uplift représente la marge correspondant au coût de transport et au coût de gestion du Grid. Il est à noter que le régulateur vérifie que le Grid n'abuse pas de sa position dominante et, en conséquence, l'uplift suit une logique de price-cap.

3) la distribution est assurée par 12 Régional Electricity Companies (REC), issues de la privatisation des 12 Area Boards. Les REC ont le droit de produire de l'électricité à condition que leur production n'excède pas 15% de la quantité totale d'électricité qu'elles distribuent. Les activités de distribution (physique) et de vente (commerciale) au consommateur final sont distinctes. La distribution est un monopole naturel régional. Elle consiste à acheminer les kwh depuis les points de prélèvement sur le réseau haute tension jusqu'au compteur du consommateur final. La vente (le "supply") est une activité ouverte à la concurrence. Une REC peut vendre de l'électricité qu'elle distribue mais elle n'a pas le monopole de la vente. Jusqu'au 1er avril 1998 les consommateurs pour lesquels la puissance installée ne dépasse pas 100 kw (ce qui représente encore la très grande majorité des utilisateurs) doivent obligatoirement acheter l'électricité à la REC "hôte" dont ils dépendent géographiquement. A compter du 1/4/1998 ce ne sera plus le cas. Cela signifie que dès aujourd'hui pour certains consommateurs éligibles (ceux dont la puissance installée dépasse 100 kw) et demain pour tous les usagers, il est ou sera possible de s'approvisionner auprès de la REC de son choix, voire directement auprès d'un producteur de son choix. Lorsqu'un consommateur n'achète pas l'électricité auprès de sa REC "hôte" il a un accès total au réseau de transport et de distribution dont il a besoin, moyennant péage. Les producteurs peuvent vendre directement à des clients industriels et demain à tous les usagers. Lorsque le vendeur n'est pas distributeur sur le territoire où est situé le client il a de droit accès au réseau et paie une redevance au distributeur (voire au transporteur). L'ATR est donc largement ouvert aujourd'hui et il sera généralisé dès 1998. Le péage est évidemment fixé par le régulateur (OFFER).

Il est à noter qu'une proportion non négligeable de clients éligibles a d'ores et déjà utilisé cette possibilité de changer de fournisseur. Sur les 55000 industriels et clients commerciaux qui ont cette faculté 43% environ avaient choisi d'acheter leur électricité à une REC située hors de leur circonscription ou directement à un producteur de leur choix.

4) une agence de régulation gouvernementale a été créée pour contrôler le système : il s'agit de l'Office of Electricity Regulation (OFFER), présidée par le Professeur

Stephen LITTLECHILD. Cette agence délivre les licences de production, transport, distribution et surtout fixe le "price-cap" applicable au transport et à la distribution (formule du type RPI-X valable en général sur 5 ans et déterminée de façon contractuelle avec les régulés). Ses décisions sont soumises à la possibilité d'appel devant la Monopoly and Merger Commission ou l'Office of Fair Trading. Le régulateur contrôle également le bon fonctionnement du pool et s'assure que les centrales appelées affichent leurs coûts marginaux lors des enchères. Mais cela n'est pas toujours facile et l'on a vu des enchères à prix zéro proche de zéro....

5) la plupart des opérateurs nouent des relations contractuelles sous la forme de "contrats pour différences" destinés à atténuer les risques. Ces contrats, signés entre un producteur et un distributeur (REC) ou un client industriel (demain un usager domestique) ont pour but de supprimer en totalité ou en partie les fluctuations de prix observées sur le pool. Il s'agit tantôt de contrats "one way" tantôt de contrats "two ways". Dans le premier cas (one way) le producteur s'engage à payer au distributeur la différence entre le prix PIP du pool et le prix prévu au contrat (PEC) à chaque fois que cette différence est positive. Le distributeur (ou l'industriel) est donc assuré que son coût d'approvisionnement (hors uplift) ne dépassera pas le niveau PEC prévu au contrat. En contrepartie de cette assurance il verse une prime fixe (en £ par kw) au producteur. Ce producteur n'y perd pas puisqu'il est probable qu'il sera appelé sur le pool et rémunéré au prix PIP relativement élevé... Il est assuré de couvrir ses coûts variables grâce à PIP et cette prime qu'il encaisse lui permet de couvrir une partie de ses coûts fixes. Son seul risque c'est celui de ne pas être appelé sur le marché spot. Dans le deuxième cas (two ways) le producteur verse la différence (PIP-PEC) par kwh au distributeur lorsque $PIP > PEC$ mais, en contrepartie, le distributeur paiera (PEC-PIP) par kwh au producteur dans le cas où l'on observerait $PIP < PEC$... De ce point de vue le pool joue le rôle d'une chambre de compensation.

En pratique il importe de bien comprendre que l'activité de distribution c'est-à-dire de livraison physique de l'électricité est réputée non concurrentielle tandis que l'activité de fourniture commerciale, qui lui est distincte, est réputée parfaitement concurrentielle. Plusieurs cas sont dès lors possibles (Cf. note EDF-GDF Services 1997).

Cas 1 Le client n'accède pas au "Non Franchise Market" (NFM) soit parce qu'il n'est pas encore éligible (sa puissance est inférieure à 100 kw mais cette contrainte sera supprimée en 1998) soit parce qu'il n'exerce pas son droit d'accéder au NFM : sa consommation sera entièrement gérée par sa REC "hôte" qui assure tout à la fois la distribution, le supply et le comptage.

Cas 2 Le client a la possibilité d'accéder au NFM et il exerce cette faculté. Il doit commencer par se faire enregistrer auprès de l'Electronic Registration System pour que les opérations de comptage électronique par demi-heure soient possibles. Il doit gérer trois séries d'opérations : le comptage, la fourniture commerciale (supply) et la distribution et pour cela peut nouer plusieurs types de relations : 1) choisir un supplier différent de sa REC et lui demander de s'occuper de l'installation de comptage (metering operations). 2) choisir un supplier différent de sa REC mais laisser l'opération de comptage au distributeur 3) choisir trois opérateurs différents : l'un chargé du supply, l'autre du comptage et le troisième (la REC "hôte") de la distribution physique des kwh.

On notera que ce système complexe comporte un potentiel élevé de conflits. C'est le supplier qui encaisse les factures (et reverse au distributeur voire au metering operator ce qui lui revient) mais en cas de facture impayée il ne dispose pas de la menace qui consiste à "couper l'alimentation du client en kwh". Il lui faut s'adresser à la Justice...

Les réformes introduites en Finlande aux Pays-Bas et en Suède sont assez proches de celles conduites en Angleterre en matière de dé-intégration et dérégulation puisqu'un ATR plus ou moins généralisé y a été introduit mais elles divergent sur un point important : la privatisation y est faible et le secteur public, surtout municipal, y demeure très largement majo-

ritaire. En Finlande deux grandes entreprises, l'une publique (IVO) l'autre privée (TVO) détiennent 81% de la production et se partagent le transport (le reste de la production étant le fait des collectivités locales). La distribution est assurée par 125 sociétés dont les trois-quarts sont la propriété de municipalités. En Suède 8 grandes entreprises (certaines publiques, d'autres privées) se partagent 90% de la production (50% pour la seule entreprise publique Wattenfall), le reste (10%) étant assuré par 300 petites sociétés, essentiellement municipales. Ces grandes entreprises gèrent le réseau national de transport, Svenska Kraftanät. La distribution est assurée par 300 entreprises, généralement municipales, et comme en Angleterre on dissocie la distribution de la fourniture (le supply). Il existe de fait près de 200 sociétés spécialisées dans la fourniture, qui ont un accès total aux réseaux réglementés de transport et de distribution. Il faut noter que la Finlande et la Suède se sont engagées avec la Norvège, pays également fortement dérégulé, dans un processus de création d'un marché scandinave de l'électricité (Nordic Power Exchange) qui devrait fonctionner selon des modalités assez proches du modèle anglais. Aux Pays-Bas l'ATR négocié est largement ouvert aux distributeurs et aux gros consommateurs mais il n'est pas généralisé comme dans les pays nordiques. La distribution de l'électricité est entre les mains de 33 sociétés, généralement municipales et ces sociétés sont le plus souvent intégrées puisqu'elles distribuent aussi bien l'électricité que le gaz ou la chaleur. Ces sociétés de distribution contrôlent le capital des 4 grandes entreprises présentes dans la production d'électricité, qui à leur tour détiennent le capital de la SEP, société qui bénéficie du monopole du transport mais est soumise à l'ATR...

Au Portugal les lois votées en 1991 et 1992 ont scindé l'ancien monopole public Electricidade de Portugal (EDP) en 6 sociétés en voie de privatisation partielle : la Compagnia Portuguesa de Producao de Electricidade (CPPE) assure 90% de la production (le reste étant le fait d'autoproduleurs ou d'indépendants), la Rede Electrica Nacional (REN) s'occupe du transport, et 4 sociétés régionales (Electricidade do Norte, do Centro, do Lisboa, do Sul) sont chargées de la distribution. Ces diverses sociétés dé-intégrées sont pour l'instant encore contrôlées par une société holding à capitaux majoritairement publics (EDP) mais le processus de privatisation et d'ouverture à la production devraient s'accroître. Environ 30% du capital d'EDP est pour l'instant (mi 1997) privé. Un grand nombre de clients sont déjà éligibles à la production indépendante et bénéficient de ce fait de l'ATR. Le système portugais déjà dé-intégré devrait donc évoluer vers plus de dérégulation et de privatisation.

§5 - Le cas des États-Unis : de fortes disparités selon les régions (cf tableau 5)

Le système électrique américain (Cf. H. HANNE 1996 et K. JOST 1997) présente trois caractéristiques essentielles :

1) C'est un système fragmenté où domine en termes de kwh fournis l'entreprise privée intégrée en situation de monopole local. Il existe plus de 3500 compagnies d'électricité aux États-Unis parmi lesquelles 3204 ont le statut "d'Utilities" et 325 sont des "Non Utilities Generators". Les Utilities (statut de service public) représentent 93% de l'électricité vendue. Les Utilities privées (Investor Owned Utilities) comptent 250 grandes sociétés intégrées verticalement qui bénéficient d'un monopole de desserte sur une zone géographique donnée. Elles assurent à elles seules 70% de l'approvisionnement. On trouve également 2005 Utilities publiques (fournissant 13% des ventes), 923 coopératives rurales (représentant 8% des ventes) et 10 entreprises fédérales (2% des ventes), dont les célèbres Tennessee Valley Authority ou New-York Power Authority. Les N.U.G. ou Independent Power Producers représentent 7% de la production mais près de 50% de la capacité nouvelle d'investissement depuis 1992. Elles ont tantôt le statut de Qualifying Facilities tantôt celui de Exempt Wholesale Generators. Certaines Utilities, les plus importantes, assurent à la fois la production, le transport et la distribution. Mais la plupart des sociétés municipales (POU) ou des coopératives rurales se contentent de distribuer l'électricité qu'elles achètent à d'autres.

Ce système éclaté, qui fait coexister de très nombreuses compagnies de taille très inégale, est le fruit d'une évolution historique marquée par le souci du législateur de protéger le petit consommateur. La logique d'organisation du secteur électrique américain trouve son origine dans le Public Utilities Holding Company Act (PUHCA) de 1935. Pour profiter des gains de l'interconnexion les sociétés d'électricité s'étaient engagées dans les années 1920 dans une course à la taille ; d'opérateurs de réseaux municipaux elles ont acquis progressivement une dimension régionale puis nationale. En 1932, 16 grands groupes (holding companies) contrôlaient 75% de l'électricité américaine. La loi PUHCA a organisé leur démantèlement et créé plusieurs compagnies par État (les IOU's) avec "interdiction de sortir de leurs métier et de leur territoire, directement ou indirectement via la prise de participations".

Le Public Utilities Regulation Policy Act (PURPA) est la première étape de déréglementation au niveau fédéral. Cette loi votée en 1978 mais mise en oeuvre à compter de 1982 seulement prévoit le développement d'une production indépendante par des Qualifying Facilities (QF). Ne pouvant pas profiter suffisamment des économies d'échelle du fait des contraintes de la loi PUHCA de nombreuses compagnies d'électricité devaient faire face à des coûts élevés et se heurtaient dans le même temps aux réticences des commissions locales de régulation à autoriser des augmentations de prix. Ces compagnies hésitaient donc à investir dans de nouvelles installations d'où l'idée d'ouvrir la production à de nouveaux acteurs, mais sans ouverture des réseaux. Comme le souci était alors de favoriser les énergies nouvelles, la loi PURPA a prévu que les installations de puissance limitée à 80 MW et utilisant les énergies renouvelables ou la cogénération étaient prioritaires sur le réseau, les Utilities ayant l'obligation légale d'acheter l'électricité produite sur la base du "coût évité". Cela a d'ailleurs eu des effets pervers puisque certains exploitants de centrales nucléaires ont dû réduire leur production pour acheter cette électricité "fatale". Ces QFs sont en général de petites installations rentables et sont, la plupart du temps, des filiales des IOUs.

Depuis le vote par le Congrès, de 1992, de l'Energy Policy Act (EPA) les producteurs indépendants reçoivent un statut légal qui les exempte des obligations auxquelles sont soumises les Utilities (d'où leur appellation "Exempt Wholesale Generators") et peuvent exercer leur activité dans plusieurs États voire à l'extérieur des frontières américaines. Ces EWGs ne sont pas limités dans leur dimension et bénéficient d'un accès libre au réseau mais seulement pour le commerce de gros (wholesale wheeling), c'est-à-dire de "vente pour revente" d'électricité. Ces EWGs comme tout indépendant peuvent vendre directement à de gros consommateurs via un réseau propre, mais ne peuvent pas bénéficier d'un ATR (accès au consommateur final via le réseau des Utilities). A noter que les EWGs se différencient des QFs de la loi PURPA sur deux points essentiels : ils ne sont pas tenus de faire de la cogénération ou d'utiliser des ressources renouvelables, d'une part, ils ne bénéficient pas d'une garantie de rachat de leur production de kwh par les Utilities, d'autre part. Parmi ces producteurs indépendants on trouve les "majors" du gaz comme AMOCO ou TENNECO ou des indépendants pétroliers. En pratique la moitié de la production des IPPs est vendue aux Utilities et la moitié des centrales IPPs sont des turbines à gaz. Les compagnies gazières et pétrolières devraient jouer un rôle croissant dans la production d'électricité aux États-Unis et pour cette raison elles sont favorables à l'ATR.

2) c'est un système régulé à deux niveaux : au niveau des États (via les PUCs) et au niveau fédéral (via la FERC). Les Public Utilities Commissions, présentes dans chaque État fixent les tarifs de l'électricité vendue aux consommateurs finals en s'appuyant sur la logique du "cost-plus". En pratique cela incite souvent les compagnies à surinvestir (effet AVERCH-JOHNSON) puisqu'elles récupéreront les coûts à travers les tarifs. Aux États-Unis les subventions croisées ont plutôt eu tendance à se faire au profit des usagers domestiques et au détriment des consommateurs industriels, dans certains États du moins (comme en Californie). Mais les coûts annoncés par les compagnies ont parfois été contestés par les Commissions de régulation qui, prétextant l'asymétrie d'information, ont eu tendance à refuser d'incorporer certains coûts dans les tarifs. Sous la pression des consommateurs les PUCs ont parfois refusé d'inclure dans les tarifs les coûts d'équipements en cours de construction (ne pas

faire payer le futur par les consommateurs présents) ou les dépenses jugées "imprudentes" ou "inutiles". S'estimant lésés les actionnaires ont alors pratiqué la "grève des investissements".

Au niveau fédéral la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a toute prérogative pour le réseau inter-Etats. Elle peut imposer l'accès des producteurs au réseau pour vendre leur électricité à des Utilities mais elle ne peut pas imposer l'ATR qui reste, d'après la loi EPA de 1992, du seul ressort des États donc des PUCs. La loi interdit explicitement à la FERC d'imposer le transport à destination d'un consommateur final (retail wheeling). D'après la Cour Suprême la FERC a toute latitude pour fixer les péages. Quant aux compagnies intégrées elles ne sont plus incitées à construire de nouvelles lignes à haute tension car elles craignent qu'elles servent à d'autres compagnies, en particulier les indépendantes.

3) le processus de dérégulation est pour l'instant limité à 7 États : l'Arizona, la Californie, le Massachusetts, le New Hampshire, l'État de New-York, la Pennsylvanie et Rhode Island.

Dans un contexte de coûts donc de tarifs différenciés selon les régions (suivant que l'on a affaire à du charbon bon marché, à du nucléaire ou à des énergies renouvelables prioritaires) les distributeurs municipaux ont obtenu de s'approvisionner là où ils le voulaient (wholesale wheeling ou marché de gros). Il n'en va pas de même des industriels qui, dans les zones à prix élevés, font pression sur le régulateur pour obtenir la liberté d'acheter leur électricité là où ils le souhaitent (retail wheeling ou marché de détail). Il n'est donc pas surprenant que ce soit dans les États où le prix du kwh est supérieur à la moyenne nationale et où la clientèle industrielle est importante que la revendication de l'ATR soit la plus forte.

Une étude publiée début 1997 par le Congrès américain (K. JOST 1997) montre que le kwh est en moyenne supérieur à 8 voire 9 cents en Californie et dans les États du Nord-Est des USA ce qui est nettement au-dessus de la moyenne nationale (7 cents). Il est encore relativement élevé en Arizona, en Floride, dans l'Illinois et au Michigan. Il est en revanche sensiblement inférieur à la moyenne nationale dans les États du Nord-Ouest et du Middle West, là où se trouvent les mines de charbon à ciel ouvert (5 cents environ). Certains États ont d'ores et déjà décidé d'ouvrir le "retail" mais les autres soit se limitent au marché de gros entre sociétés électriques (et indépendants) soit s'interrogent sur l'opportunité d'ouvrir le marché de détail, ce qui reviendrait à instaurer un accès des tiers au réseau. Fin 1996 les 7 États mentionnés ci-dessus avaient décidé d'instaurer l'ATR, certains dès 1997, d'autres en 1998 ou 1999.

A titre d'exemple en Californie une décision du 23/9/1996 a fixé au 1/1/1998 la mise en place d'une concurrence progressive sur le commerce de détail de l'électricité. Cette concurrence devrait être totale dès 2002. Cette dérégulation vise paradoxalement à compenser les effets pervers de l'ouverture introduite par la loi PURPA. La Californie avait favorisé à l'excès l'émergence des Qualifying Facilities. Les "coûts évités" y ont été calculés de façon très avantageuse ce qui a entraîné un développement artificiel de la production indépendante, au détriment des Utilities en place. Le coût moyen de l'électricité y était fin 1996 de 10.28 cents par kwh, soit 50% de plus que la moyenne des USA. La Commission d'État a parfois surprotégé le client domestique en limitant les hausses tarifaires et en favorisant les subventions croisées au détriment du client industriel. La facture a donc été imputée pour partie aux actionnaires via une baisse de leurs dividendes, et pour partie aux clients industriels qui ont fait pression sur le législateur pour obtenir une ouverture des réseaux. La Californie est sans aucun doute un bon exemple de "capture du régulateur" par l'utilisateur domestique et d'inefficience liée à une mauvaise régulation... La Californian Public Utilities Commission a donc décidé récemment de libéraliser le système électrique californien pour mieux satisfaire le consommateur en instaurant l'ATR. Trois mesures essentielles sont projetées : 1) la création d'un marché spot de l'électricité, un peu du type de ce qui existe en Angleterre (Power Exchange Pool), 2) l'accès progressif des tiers au réseau (échelonné sur 5 ans), 3) un désengagement de certains producteurs qui devront vendre une partie de leur capacité de production, afin d'assurer une meilleure concurrence (processus dit de "divestiture"). Certaines grandes compagnies intégrées (comme Pacific Gas and Electric ou Southern California Edison) ont déjà pris les devants et

proposent le principe de la "concurrence pour la facture" (contestable billing). On différencie sur la facture le coût de l'énergie vendue et celui du transport sur le réseau. Les clients peuvent changer de fournisseur "énergie" en comparant de nouvelles offres émanant de concurrents. Dans le cas où le client choisit de changer de fournisseur "énergie" il reçoit une seconde facture lui imputant le prix des kwh consommés, c'est-à-dire le coût proportionnel... et l'entreprise intégrée gestionnaire du réseau de transport et distribution ne lui facture plus alors que ces coûts de transport-distribution, c'est-à-dire une partie des coûts fixes. En pratique ce système a commencé à être opérationnel en Californie (comme dans l'État de New-York) mais l'expérience (certes très récente) montre que peu de clients ont changé de fournisseur "énergie". La préférence des clients pour un interlocuteur unique au niveau de l'offre et une facture globale (énergie et autres services) joue en faveur de l'entreprise intégrée en place. A la différence de ce qui se passe en Angleterre où le "supply" est maintenant bien distinct de la "distribution", les sociétés électriques américaines semblent vouloir conserver la menace crédible de la "coupure" pour les clients mauvais payeurs...

La déréglementation du système américain est donc moins avancée que celle du système britannique et surtout elle ne concerne pour l'instant que quelques États. La plupart des États restent dans l'expectative et adoptent une attitude assez pragmatique, attendant de voir ce qui va se passer en Californie ou dans les États du nord-est (Cf. J.P. BOUTTES et J.M. TROCHET 1995). Nul doute que la FER veut favoriser une "recomposition" du système électrique et accélérer un processus de concentration des firmes. L'abolition des interdictions posés par la loi PUHCA est en effet un facteur favorable à un processus de fusions. Comme en Angleterre, les Utilities cherchent à diminuer leurs coûts, à se désengager de la production et à se recentrer sur le transport et les services annexes liés à la distribution. L'émergence d'un véritable marché spot de l'électricité (du type pool britannique) est probable à brève échéance dans certains États des États-Unis. A la différence du système britannique le pool américain serait un point de passage "obligé" pour tout producteur et tout consommateur et aucun contrat de livraison directe entre un producteur et un consommateur ne serait autorisé. Avec un tel système personne ne sait qui a produit l'électricité livrée à un consommateur, ce qui n'empêche pas les producteurs et leurs clients de signer des contrats financiers pour limiter les fluctuations de prix (logique des contrats "pour différences" utilisés en Angleterre). Certes en Angleterre aussi la quasi totalité des producteurs passe par le pool mais les contrats directs sont possibles, tout comme ils sont autorisés dans la Directive de Bruxelles adoptée fin 1996 pour les clients éligibles.

Pays	Production	Transport	Distribution	Observations
FRANCE	. EDF (95%) . autoproducteurs et quelques régies municipales (5%)	EDF (100%)	. EDF (95%) . Quelques régies municipales ou SEM (5%)	. EDF est un EPIC (100% Etat) . Projet de transformation en société anonyme dont le capital serait détenu par l'Etat . Processus d'ouverture de la production à l'horizon 1999 (mais refus de l'ATR)
GRECE	PPC (Public Power Corporation) (100%)	PPC (100%)	PPC (100%)	. Société publique (100% Etat) (pas d'ATR)
IRLANDE	ESB (Electricity Supply Board) (100%)	ESB (100%)	ESB (100%)	. Société publique (100% Etat) (pas d'ATR)
ITALIE	. ENEL (78%) . 70 régies municipales (5%) . Autoproducteurs industriels (17%)	ENEL (100%)	. ENEL (95%) . Régies municipales (5%)	ENEL en voie de privatisation au moins partielle . ATR limité (loi de 1982) (accès restreint au réseau de transport de l'ENEL pour des autoproducteurs désireux d'alimenter une filiale) . Processus d'ouverture de la production (création d'une société commune ENEL-ENI qui sera le 2ème producteur derrière l'ENEL et devant Edison SPA)

Tableau 1 - Cas 1 - Les pays de l'U.E. ayant un système électrique intégré à dominante publique (mi - 1997)

zPays	Production	Transport	Distribution	Observations
BELGIQUE	<ul style="list-style-type: none"> . ELECTRABEL (94%) . SPE (Société Coopérative de Production d'Electricité) (2,6%) . Autoproducteurs (3,4%) 	CPTÉ (100%) (Société pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité)	.600 municipalités approuvées par 44 sociétés de distribution (sociétés à capital mixte avec présence d'ELECTRABEL)	<ul style="list-style-type: none"> . ELECTRABEL privée (Société Générale de Belgique-Suez, Groupe Bruxelles Lambert) . SPE publique . Refus de l'ATR

Tableau 2 - Cas 2 - Les pays de l'UE ayant un système électrique relativement intégré à dominante privée (mi - 1997)

Pays	Production	Transport	Distribution	Observations
ALLEMAGNE	<ul style="list-style-type: none"> . 9 sociétés suprarégionales (81%) . 80 entreprises régionales (9%) . 900 entreprises municipales et locales privées (10%) 	9 sociétés suprarégionales (100%)	<ul style="list-style-type: none"> . 9 sociétés suprarégionales (34%) . 80 entreprises régionales (39%) . 900 entreprises municipales et locales privées (27%) 	<ul style="list-style-type: none"> . propriété publique largement dominante aux 3 niveaux (cf. Stadtwerke) . Concurrence limitée par des contrats de démarcation . mais ATR négocié est possible sous certaines conditions
AUTRICHE	<ul style="list-style-type: none"> . VERBUND Gesellschaft (9 entreprises fédérales) (50%) . 8 entreprises provinciales, 5 entreprises municipales et 200 autoproducteurs (50%) 	VERBUND (100%)	<ul style="list-style-type: none"> . 9 entreprises provinciales (dont 8 produisent) . 5 entreprises municipales . quelques petits distributeurs (zones isolées) 	<ul style="list-style-type: none"> . VERBUND (société holding dont le capital est public à 51% et privé à 49%)
DANEMARK	<ul style="list-style-type: none"> . 9 entreprises régionales 	<ul style="list-style-type: none"> . ELSAM . ELKRAFT 	<ul style="list-style-type: none"> . 48 entreprises municipales . 42 coopératives rurales . quelques sociétés mixtes 	<ul style="list-style-type: none"> . le capital des entreprises régionales de production est détenu par les entreprises de distribution . les 2 réseaux de distribution (interconnectés) sont la propriété des entreprises de production . l'ATR négocié est envisagé
ESPAGNE	<ul style="list-style-type: none"> . 7 groupes (91%) dont ENDESA public (35%) et IBERDROLA privé (30%) . autoproducteurs (9%) 	REDESA (100%)	<ul style="list-style-type: none"> . 7 groupes (producteurs) 	<ul style="list-style-type: none"> . Red Electrica de Espana (REDESA) est à majorité publique (53%), le reste du capital étant privé (47%) . Législation prévoit le competitive bidding pour les nouvelles centrales . pas d'ATR pour l'instant en électricité (oui en gaz)

Tableau 3 - Cas 3 - Les pays de l'UE ayant un système électrique relativement éclaté et/ou dé-intégré (majoritairement public) mais sans dérégulation poussée (pas d'ATR généralisé) (mi - 1997)

Pays	Production	Transport	Distribution	Observations
ANGLETERRE (et PAYS DE GALLES)*	<ul style="list-style-type: none"> . National Power (privé) (28%) . British Energy (privé) (26%) . Power Gen (privé) (21%) . Producteurs indépendants, EDF ou RECs (25%) 	National Grid (privé)	. 12 REC (Regional Electricity Companies) (privées)	<ul style="list-style-type: none"> - système dérégulé et privatisé - création d'un marché spot (pool) au niveau de la production - <u>ATR généralisé</u> (au 1/4/98) . dissociation entre la distribution, le comptage et le supply (fourniture) - agence de régulation indépendante (OFFER)
FINLANDE	<ul style="list-style-type: none"> . entreprise publique IVO (45%) . entreprise privée TVO (36%) . collectivités locales (19%) 	<ul style="list-style-type: none"> . IVO et TVO (concurrence possible) 	125 sociétés de distribution (dont 75% propriété des municipalités)	<ul style="list-style-type: none"> systeme très dérégulé avec <u>ATR généralisé</u> - processus de création d'un marché scandinave de l'électricité (Nordic Power Exchange)
PAYS-BAS	. 4 entreprises de production (capital détenu par les sociétés de distribution)	. SEP (capital détenu par les producteurs)	. 33 sociétés de distribution (souvent municipales et multifluides)	- <u>ATR négocié</u> largement ouvert (aux distributeurs et aux gros consommateurs)
PORTUGAL	<ul style="list-style-type: none"> . CPPE (Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade) (90%) . autoproducteurs et quelques producteurs indépendants (10%) 	. REN (Rede Electrica Nacional)	<ul style="list-style-type: none"> . 4 sociétés régionales (Electricidade do Norte, do Centro, do Lisboa, do Sul) . quelques sociétés locales de distribution 	<ul style="list-style-type: none"> - EDP (Electricidade do Portugal) est une société holding à capitaux majoritaires publics qui contrôle CPPE, REN et les 4 sociétés régionales mais processus de dé-intégration verticale depuis 1994 - privatisation partielle en cours - ouverture de la production - ATR en voie d'instauration
SUEDE	<ul style="list-style-type: none"> . 8 grandes entreprises (90%) (privées ou publiques, dont Wattenfall, publique, 50%) . 300 sociétés publiques, privées, municipales (10%) 	. SVENSKA KRAFTNÄT	environ 300 entreprises (essentiellement municipales)	<ul style="list-style-type: none"> - <u>ATR généralisé</u> (avec dissociation de la distribution et de la fourniture) - processus de création d'un marché scandinave de l'électricité (avec la Norvège et la Finlande)

Tableau 4 -Cas 4 - Les pays de l'UE ayant un système électrique largement dérégulé (ATR), dé-intégré et privatisé (mi - 1997)

Pays	Structure de l'industrie	Fonctionnement	Observations
ETATS-UNIS	<p>- 3204 Electric Utilities (93% de l'électricité vendue)</p> <ul style="list-style-type: none"> • dont 250 Investor- Owned Utilities (70%) (privées) • dont 2005 Publicly Owned Utilities (13%) • dont 939 Rural Coopératives (8%) • dont 10 Federal Power Systems (2%) <p>- 325 NUG (Non Utilities Generators) ou IPP (Indépendent Power Producers) (7% de l'électricité vendue) dont des QF (Qualifying Facilities) dont EWG (Exempt Wholesale Generators) (producteurs non intégrés)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Environ 700 Utilities produisent, transportent et distribuent (dont les IOU) • Certaines Utilities produisent et distribuent sans transporter • Certaines entreprises se spécialisent dans le transport • La grande majorité des POU et des Coopératives distribuent sans produire mais tendance à s'unir pour se lancer dans la production. 	<p>- le modèle dominant reste l'entreprise (privée ou publique) intégrée (P,T,D) mais développement de la production indépendante (producteurs non intégrés) depuis 1992.</p> <p>- système très morcelé avec des compagnies de taille très variable</p> <p>- système organisé autour de 3 sous-systèmes interconnectés (EIS, WIS et TIS pour Eastern Interconnected, Western Interconnected et Texas Interconnected Systems)</p> <p>- création depuis 1994 de Systèmes d'Opérations Indépendants (ISO) spécialisés dans le transport.</p> <p>- processus de concentration et abolition de contraintes imposées par la loi PUHCA de 1935 (extension géographique possible)</p> <p>- 1 agence fédérale de régulation (FERC) et 1 agence par Etat (PUC)</p> <p>- whosale wheeling autorisé mais retail wheeling non imposé au niveau fédéral (FERC Order 888, 1996)</p> <p>- 7 Etats à la pointe de la dérégulation (ATR en cours d'instauration) : Arizona, Californie, Massachusetts, New Hampshire, New York, Pennsylvanie et Rhode Island</p>

Tableau 5 - Structure de l'industrie électrique américaine (mi - 1997)

Section 4 - Les questions qui restent en suspens

Le rythme de la "déréglementation" demeure donc très variable d'un pays à l'autre et le processus d'ouverture à la concurrence, que ce soit en amont de la chaîne (production indépendante) ou au niveau du transport (mise en oeuvre de l'ATR), n'est pas le même partout. Une chose paraît en revanche acquise : le modèle de l'industrie électrique intégrée et publique va devenir l'exception. Le centre de gravité de l'industrie électrique se déplace vers l'aval et ce qui devient déterminant, du point de vue stratégique, c'est le "supply" et les services commerciaux rendus à la clientèle. De nouveaux métiers vont devoir être appris par les électriciens : la couverture sur les marchés à terme, les services annexes liés à la distribution ou le marketing offensif... Ce processus d'ouverture à la concurrence s'accompagne souvent d'un processus connexe de privatisation mais cette privatisation (partielle ou totale) ne constitue pas la condition sine qua non d'une réussite de l'ouverture. En Europe du Nord par exemple il y a compatibilité entre l'ouverture et le maintien d'un vaste secteur public (souvent communal). La privatisation est parfois perçue comme exerçant un "effet de levier" vers plus d'ouverture et c'est notamment le cas en Espagne et au Portugal.

Plusieurs questions restent toutefois sans réponse : 1) cette ouverture vers la concurrence ne risque-t-elle pas de déboucher à terme vers de nouvelles concentrations du capital synonymes de processus de monopolisation ? 2) la déréglementation ne risque-t-elle pas d'engendrer une bureaucratisation du contrôle des opérateurs ? Et en dernier ressort qui doit contrôler le régulateur ? 3) quel impact ce processus d'ouverture aura-t-il sur la tarification et, plus particulièrement, quel système de tarification faut-il adopter lorsque l'ATR est autorisé ? 4) ce processus de déréglementation, dé-intégration, privatisation ne risque-t-il pas de compromettre la programmation à moyen-long terme des équipements de production et infrastructures de transport-distribution qu'il faudra renouveler et développer ? Existe-t-il encore une place pour une "planification" de l'offre et de la demande d'électricité ? En d'autres termes le marché est-il, à lui seul, en mesure de servir de substitut à une politique énergétique cohérente ?

§1 - Le "décalage" entre les discours sur l'ouverture et la concentration du capital

Le discours en faveur de la dé-intégration, de la privatisation et du développement de la concurrence à tous les stades de la chaîne électrique ne doit pas masquer la réalité des choses : cette ouverture est pour certains acteurs l'occasion de racheter des concurrents et de se positionner dans la compétition internationale en augmentant leur taille. Pour qu'un tel processus de concentration du capital soit possible, il faut que la "déréglementation" s'accompagne d'une privatisation c'est-à-dire que les obstacles juridiques aux prises de participation aient été abolis. Cela concerne surtout l'Angleterre aujourd'hui.

Le tableau 6 montre que sur les 12 REC britanniques en charge de la distribution d'électricité, 11 ont été victimes d'OPA et ont été rachetées par des concurrents, soit des producteurs d'électricité, soit des distributeurs d'eau, soit le plus souvent des compagnies électriques étrangères. Ainsi 8 des 12 REC sont aujourd'hui (à mi 1997) entre les mains de sociétés américaines spécialisées dans l'énergie (en général la production et la distribution de l'électricité et/ou du gaz), ce qui représente 69,9% de l'énergie électrique transitant sur le National Grid. Certes le Régulateur britannique (OFFER) s'est déjà opposé à certaines OPA. Lorsque le producteur d'électricité anglais National Power, craignant lui-même d'être victime d'une OPA lancée par un géant américain de l'électricité, la Southern Company (qui contrôlait déjà l'un des distributeurs britanniques, Sweb), a cherché à prendre le contrôle du distributeur britannique Southern Electric (la seule REC qui demeure indépendante aujourd'hui) et ce afin d'acquérir une taille rendant toute OPA trop coûteuse, l'OFFER et la Commission des Monopoles s'y sont opposés considérant qu'il y avait un risque de voir resurgir une situation de monopole intégré. De même le Régulateur s'est opposé au projet d'OPA lancé par un autre producteur

britannique, Power Gen, sur l'un des distributeurs, Midlands Electricity (qui depuis a été racheté par une société américaine). D'une façon générale le Régulateur s'est opposé à toute tentative de ré-intégration verticale conduite au niveau national mais il a laissé faire lorsqu'il s'agissait d'intégration horizontale (des distributeurs d'eau cherchant à contrôler des distributeurs de gaz ou d'électricité) ou lorsque l'OPA était le fait de sociétés étrangères.

En amont de la chaîne ce sont plutôt les pétro-gaziers qui s'efforcent de contrôler une partie de la production d'électricité, créant des sociétés produisant de l'électricité à partir du gaz. Ces mêmes pétro-gaziers s'efforcent de contrôler la distribution et le "supply" du gaz naturel. On peut donc s'attendre à une confrontation entre les grandes compagnies pétrolières comme RD-Shell, Exxon, voire Bristish Petroleum ou Elf, et les sociétés électriques américaines en voie d'internationalisation pour le contrôle de l'industrie électrique anglaise. A moins que cette confrontation ne débouche sur une entente, les pétroliers contrôlant l'amont et les électriciens étrangers l'aval de la chaîne électrique...

Il est à noter que la pénétration des sociétés américaines d'électricité ne se limite pas à l'Angleterre. Le gouvernement régional de Berlin a décidé, en mai 1997, de vendre les 50,8% du capital qu'il détient dans la compagnie municipale d'électricité Bewag et ce à un consortium réunissant les groupes allemands Viag et Veba et l'américain Southern Company. Southern Company, qui contrôle déjà l'anglais Sweb, prendra d'abord 20,8% de la Bewag et Preussen Elektra AG (Veba) et Bayernwerk (Viag) 15% chacune. Les actions seront ensuite reventilées de façon à ce que chacun des trois groupes détienne 23,6% de la Bewag, le solde étant dispersé dans le public. Mais c'est Southern Company qui prendra la direction industrielle de la compagnie et l'américain devient ainsi le premier grand groupe étranger à prendre pied sur le marché allemand de l'électricité. Certes tout n'est pas encore définitif car l'office allemand des cartels craint des "situations de monopole" mais l'aval de la Commission de Bruxelles semble acquis.

Les sociétés américaines d'électricité ont fait de l'Angleterre leur "tête de pont" dans la pénétration de l'industrie électrique européenne et il est certain qu'elles vont profiter de l'ouverture pour prendre davantage encore pied en Europe. Depuis la loi de 1992 (EPA) elles ne sont plus totalement limitées dans leur extension géographique aux Etats-Unis et là encore il faut s'attendre à un processus de concentration du capital donc à des fusions et à des faillites. Plusieurs fusions d'importance se sont déjà réalisées en 1996. Ainsi la fusion entre Enron Corp. spécialisée dans le gaz et Portland General Corp. spécialisée dans l'électricité fait de la nouvelle entité la plus grande société de distribution de gaz et d'électricité des Etats-Unis. La loi PUHCA de 1935 qui avait morcelé le système électrique américain a empêché beaucoup de sociétés d'atteindre leur "masse critique" à l'échelle internationale. Le contrôle de sociétés étrangères est une opportunité. La constitution de Regional Transmission Group (RTG) sur le sol américain en est une autre. Des gains de coordination des systèmes de production-transport sont attendus de la mise en place de ces structures purement contractuelles, destinées à harmoniser les conditions d'exploitation des réseaux et qui à terme pourraient favoriser des rapprochements et des fusions entre compagnies. Il y a actuellement une dizaine de RTG correspondant, en taille, à un système proche de celui de la France. On estime à EDF que les 30 plus gros acteurs de l'industrie électrique américaine, qui représentent actuellement 40% de l'activité du secteur, devraient contrôler les 2/3 de l'activité avant 2005. On assisterait dans l'industrie électrique à ce que l'on a déjà observé dans le secteur du transport aérien ou celui des télécommunications : un processus de "recomposition" débouchant sur la constitution de grands groupes fortement internationalisés. Electricité de France l'a d'ailleurs fort bien compris, qui cherche à prendre pied dans la distribution (voire la production en partenariat) un peu partout dans le monde (en Amérique Latine, en Afrique et en Europe de l'Est notamment). Il est à craindre alors que les baisses de prix auxquels on a assisté un peu partout ne perdurent pas...

Distributeur	Poids dans le Grid (%)	Acheté lors d'OPA par :
1. Eastern group	12,5	Hanson puis racheté par Pacificorp (US)
2. East Midlands Electricity	8,4	Dominion Resources (US)
3. London Electricity	10,5	Energy (US)
4. Manweb	5,5	Scottish Power
5. Midlands Electricity	9,2	Cinergy and GPU (US)
6. Northern Electric	6,5	CalEnergy (US)
7. Norweb	8,2	North West Water
8. Seaboard	7,3	CSW (US)
9. Southern Electric	11,0	indépendante
10. Swatec	5,4	Walsh Water
11. Sweb	6,3	The Southern Compagny (US)
12. Yorkshire Electricity	9,2	American Electric Power et PS Colorado (US)
REC privatisées en 1990	100%	8 des 12 REC (69,9% du GRID) sont américaines

Source : Informations recueillies par l'auteur

Tableau 6 - Les OPA sur les distributeurs anglais d'électricité

PAYS	Prix moyen du kwh à usage industriel en 1996 (10⁻² FF, hors TVA)
Allemagne	56,10
Espagne	48,67
Belgique	45,29
Italie	39,88
France	36,50
Etats-Unis	32,79
Royaume-Uni	30,76
Suède	19,60
Canada	18,93
Afrique du Sud	18,93

Source - National Utility Services

Tableau 7 - Les prix de l'électricité dans les pays de l'OCDE

§2- Les risques de "bureaucratization" et de "capture" des Commissions de Régulation

Un système électrique dé-intégré et séparant totalement les activités de production, transport, distribution (logique du "unbundling") a besoin d'un régulateur pour s'assurer que la concurrence existe bien lorsqu'elle est possible (dans la production ou le "supply") et que l'opérateur demeure efficient et n'abuse pas de sa position dominante lorsque le "monopole naturel" est incontournable (dans le transport et la distribution). Il lui faut tout à la fois attribuer les licences, s'assurer que les appels d'offre se déroulent correctement lorsque les concessions sont attribuées aux enchères ou que les centrales sont appelées sur le réseau en fonction du merit order, vérifier qu'il n'y a ni dumping ni subventions croisées au niveau des tarifs pratiqués, fixer et contrôler la tarification price-cap des transporteurs et distributeurs en situation de monopole, déterminer les péages lorsque l'ATR est de plein droit, s'opposer aux fusions ou OPA lorsque cela risque de compromettre l'existence même d'une saine compétition, vérifier enfin que l'accès de tous au service public (y compris les plus pauvres) se fait sans discrimination... Un tel régulateur doit dès lors présenter quatre qualités essentielles : 1) être bien informé sur tous les niveaux de la chaîne électrique ce qui suppose que les problèmes d'asymétries d'informations entre lui et les divers opérateurs aient été résolus 2) être parfaitement compétent afin d'être en mesure de toujours opter pour la solution collectivement optimale 3) avoir les moyens d'imposer ses décisions ce qui suppose qu'il ait à sa disposition un appareil réglementaire efficace, un dispositif d'incitations lui permettant d'infliger des pénalités ou de distribuer des primes ; il faut au moins que son "autorité morale" soit forte et reconnue de tous pour que les recommandations qu'il formule soient suivies d'effet (on parle dans ce cas de "sunshine regulation", un système qui permet au régulateur de faire connaître ses positions en "pleine lumière" pour s'appuyer sur l'opinion publique) 4) être totalement indépendant dans ses décisions, c'est-à-dire n'être "capturé" (consciemment ou non) ni par les actionnaires des sociétés opératrices, ni par les usagers, ni par le pouvoir politique (sur les difficultés de la régulation voir C. HENRY 1997 b et P. JOSKOW et R. SCHMALENSEE 1989).

On peut s'en remettre à des Commissions de plusieurs membres, comme aux États-Unis, mais on observe alors des coûts de transaction élevés dans le processus décisionnel et ces commissions sont souvent victimes d'une dérive bureaucratique. On peut s'en remettre à un individu, comme en Angleterre mais peu de personnes peuvent faire converger sur leur tête autant de qualités. Au demeurant un tel Régulateur omniscient et grand commis de l'État, en supposant qu'il existe, ne serait-il pas aussi efficace, voire plus efficace s'il avait été désigné responsable de l'entreprise publique intégrée avant le processus de "déréglementation" ? Les entreprises publiques concessionnaires de service public n'ont-elles pas, dans certains cas, prouvé qu'elles pouvaient être plus efficaces que certaines entreprises privées pourtant théoriquement contrôlées par un régulateur extérieur ? L'expérience anglaise montre que les actionnaires et les usagers se sont partagés les gains d'efficience depuis le début de la déréglementation. A certains moments le régulateur anglais (le Professeur S. LITTLECHILD) a sans doute trop favorisé les actionnaires (la Bourse l'a remercié en faisant monter le cours des actions des compagnies privées d'électricité), à d'autres moments il a privilégié l'intérêt des consommateurs (la Bourse l'a sanctionné en faisant baisser le cours des actions). Actuellement les industriels anglais ne semblent pas défavorisés par rapport à leurs homologues européens si l'on compare les prix de vente des différents kwh et il est vrai que la dérégulation a permis de forts gains de productivité (Cf. tableau 7). La vraie question est de savoir qui, in fine, contrôle le régulateur. Est-ce le Parlement, l'opinion publique ? Théoriquement ce doit être le juge puisque c'est devant lui que doivent être portés tous les litiges. A terme le "régulateur" des régulateurs sera à Bruxelles et c'est la Cour Européenne de Justice qui aura le dernier mot. Nul doute que ce processus de "déréglementation" est pour la Commission de Bruxelles un moyen de récupérer, à son profit, une partie du pouvoir réglementaire des États de l'Union Européenne.

L'un des problèmes auquel est confronté aujourd'hui le régulateur américain et auquel sera confronté demain le régulateur européen concerne la prise en charge des "stranded costs" c'est-à-dire des "coûts échoués". Ce sont les coûts dus aux investissements passés et non encore amortis, investissements qui ont été effectués dans un contexte de stabilité institution-

nelle. Du fait de l'émergence d'une production indépendante et de l'ouverture des réseaux (ATR) les opérateurs en place (Utilities) risquent de perdre une partie de leur clientèle et il leur sera difficile de recouvrer la totalité des coûts fixes. En pratique cela concerne surtout le réseau de transport. La FERC américaine considère que ces "coûts échoués" doivent être récupérés par les compagnies gestionnaires du réseau dans la mesure, et dans la mesure seulement, où ils ont été provoqués par "des décisions prudentes qui servaient l'intérêt des usagers". A contrario cela signifie que les dépenses "imprudentes" ne sauraient donner lieu à indemnisation. Mais la délimitation entre décisions prudentes et imprudentes demeure bien subjective... Si les consommateurs utilisent l'accès libre au réseau pour changer de fournisseur (cela ne concerne que le commerce de gros de l'électricité pour l'instant puisque l'ATR généralisé n'est pas prévu au niveau fédéral) les compagnies sont en droit de réclamer des "indemnités de transition" pour récupérer ces coûts fixes (ces stranded costs sont estimés à 200 milliards de dollars pour le seul secteur électrique américain). C'est aussi l'avis des Commission locales dans les États où l'ATR (retail wheeling) est en voie d'instauration. A titre d'exemple la loi Californienne autorise un surcoût sur le prix de l'électricité durant trois ans (appelé "competitive transition charge") pour permettre aux Utilities de recouvrer environ 30 milliards de dollars de "coûts échoués".

§3 - L'impact de l'ouverture sur la tarification et le délicat problème des péages liés à l'ATR

La dé-intégration de l'industrie électrique et l'ouverture à la production indépendante sont en principe parfaitement compatibles avec une tarification optimale du type "coût marginal". Sur le pool les producteurs sont appelés en fonction des prix d'offre croissants et ceux-ci doivent normalement refléter leurs coûts marginaux. Lorsqu'il n'y a pas saturation de l'offre par la demande ces coûts marginaux correspondent aux seuls coûts variables, lorsqu'on se rapproche de la saturation il faut prendre le coût marginal en développement (ce qui permet de faire financer les coûts fixes par les consommateurs présents sur le réseau aux heures de pointe). La déperéquation temporelle des tarifs, logique pour une industrie soumise à des phénomènes de pointe et dont le produit ne se stocke pas, est conciliable avec la déréglementation et l'existence d'un marché spot. Le tarif du transport et celui de la distribution (monopoles naturels) sont normalement proportionnels aux coûts marginaux (tarification de type RAMSEY-BOITEUX) et le régulateur veille grâce à une formulation de type "price-cap" que le gestionnaire du réseau demeure efficient et ne cherche pas à prélever des rentes excessives. Lorsque des contrats directs peuvent être passés entre les producteurs et leurs clients et/ou lorsque le "supply" est dissocié de la distribution, ce qui suppose dans le premier cas qu'il y a possibilité d'ATR (encore que le producteur puisse construire son propre réseau ou choisir de se localiser à proximité de ses clients) et ce requiert dans le deuxième cas que l'ATR est de droit, il y a un risque de subventions croisées. Les fournisseurs peuvent avoir intérêt à faire payer moins que le coût marginal à leurs clients mobiles et chercher à récupérer le manque à gagner sur les clients captifs. La tarification au coût marginal peut alors dériver vers une tarification à la valeur d'usage, c'est-à-dire une structure de prix fondée sur les élasticités-prix de la clientèle. C'est au régulateur de veiller que les prix pratiqués ne s'éloignent pas trop de l'optimum. Il sera en revanche difficile de maintenir les péréquations liées aux considérations sociales ou à des préoccupations d'aménagement du territoire. C'est là encore au régulateur d'intervenir pour que les clients défavorisés (socialement ou spatialement) ne soient pas délaissés et puissent accéder au service public... Cela peut se faire au moment de l'octroi des licences, chaque distributeur ayant obligation de fournir tous les clients qui en feront la demande, moyennant éventuellement une subvention publique accordée par la collectivité (locale, régionale ou nationale).

La fixation des péages lorsque l'ATR est de plein droit est aujourd'hui une question ouverte (sur ce sujet voir M. CAVE et C. DOYLE 1994 et S. HUNT et G. SHUTTLEWORTH 1993). La tarification de l'infrastructure de transport (et/ou distribution) ou "charge d'accès" doit respecter plusieurs conditions : être juste et raisonnable, sans rentes excessives, ne pas provoquer de distorsions entre les concurrents, éviter les phénomènes de contournement (by pass) et maintenir une incitation à l'efficacité pour l'opérateur. Plusieurs systèmes sont proposés en pratique :

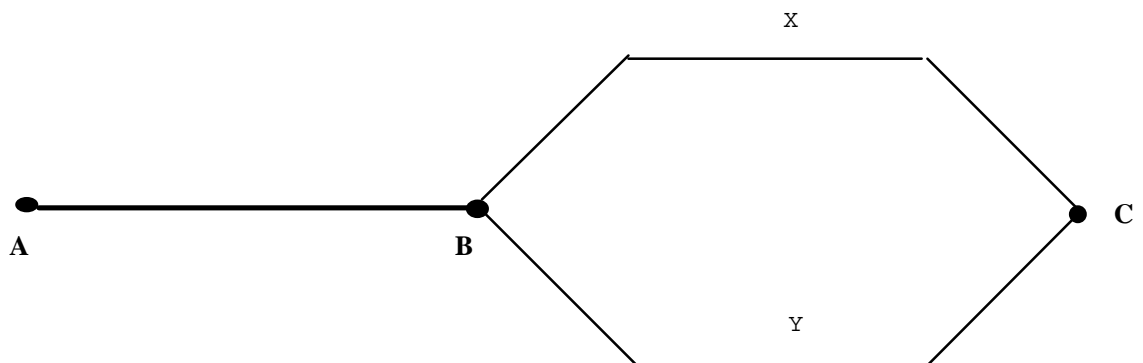
1) le système dit "du timbre poste" ("postage stamp") qui consiste à fixer un péage indépendant de la distance de transport parcourue par l'électricité. Ce péage doit être établi en fonction des coûts complets comptables (coûts historiques) de l'opérateur. C'est un système simple mais qui ne tient évidemment pas compte des spécificités de chaque demande et il ne constitue donc pas un bon signal tarifaire.

2) le système dit du "chemin contractuel" ("contract path"). Il s'agit d'un cheminement fictif emprunté par le courant électrique réputé transiter à travers une séquence bien déterminée à l'avance d'opérateurs interconnectés (la réalité physique pouvant être évidemment très différente du fait des lois de KIRCHHOFF et des phénomènes de "loop flows"). Ce système est plus réaliste que le précédent ; il provoque néanmoins des coûts de transaction élevés surtout lorsqu'un opérateur interconnecté estime que le cheminement des flux réels ne coïncide pas avec le cheminement contractuel (il lui faut alors apporter la preuve de cette divergence s'il veut être indemnié). La distance peut être prise en compte soit avec un système de zone ("zonal level") soit avec une logique ligne à ligne ("line by line").

3) le système dit ECPR (Efficient Component Pricing Rule). C'est le système proposé par W.J. BAUMOL et J.G. SIDAK (1994 et 1995). La charge d'accès optimale est la somme du coût incrémental moyen et du coût d'opportunité subi par l'opérateur. Le coût incrémental moyen est le coût additionnel subi par l'opérateur du fait de l'usage du réseau par un concurrent. Le coût d'opportunité est la perte de recette de l'opérateur induite par un détournement de la demande par un concurrent qui néanmoins emprunte le réseau.

Le coût incrémental moyen constitue un prix-plancher en cas d'interconnexion (il faut que le gestionnaire du réseau couvre au moins ses coûts variables), le "coût de fourniture isolée" ("Stand Alone Cost") constitue un prix-plafond (c'est le coût qu'aurait supporté le concurrent s'il avait décidé de construire son réseau). La méthode de "répartition complète des coûts" (Fully Distributed Costs) est parfois utilisée, qui consiste à répartir les coûts fixes au prorata des quantités transportées. L'ECPR se rapproche de la technique FDC mais s'en distingue par la façon dont le gestionnaire du réseau répartit (ex ante) ses coûts fixes. Au demeurant le coût d'opportunité peut comporter d'autres éléments que les seuls coûts fixes.

Prenons l'exemple d'un opérateur X gestionnaire unique d'un réseau de transport-distribution AB et fournisseur de kwh (supplier) via son circuit BC. Supposons qu'un concurrent Y entré sur le marché du "supply" et détourne ce faisant une partie de la clientèle. Le service final rendu à l'utilisateur correspond au transport, à la distribution et à la fourniture sur l'ensemble de la distance AC. Si l'opérateur Y veut offrir un service complet il doit louer des droits d'entrée et de passage auprès de X pour emprunter le réseau AB.



Supposons que le prix de vente correspondant au coût total du transport, de la distribution et de la fourniture entre A et C soit estimé à 10 centimes par kwh (rentabilité du capital investi comprise) et que le coût incrémental moyen pour chacun des deux itinéraires soit de 3 centimes sur la portion AB et de 3 centimes sur le circuit BC, quel que soit l'opérateur. Il reste au gestionnaire du réseau $10 - 3 (2) = 4$ centimes par kwh pour couvrir ses coûts fixes. Chaque kwh fourni par Y est un kwh "perdu" pour X. Dès lors quel prix X va-t-il proposer à Y pour utiliser son réseau de transport-distribution sur le segment AB ? Un prix qui permette de compenser la recette perdue du fait de la présence de Y.

Le péage optimal (ECPR) comprendra deux éléments : 1) le coût incrémental direct correspondant au transit sur le parcours AB soit 3 centimes par kwh 2) le coût d'opportunité que Y fait subir à X c'est-à-dire la recette de 4 centimes que X perd chaque fois qu'un kwh est transporté par Y plutôt que par lui. Au total la charge d'accès sur le réseau sera donc fixée à $3 + 4 = 7$ centimes par kwh.

Supposons maintenant que les coûts incrémentaux soient différents entre B et C selon que le kwh est vendu par X ou par Y. Si Y est moins efficace que X (soit un coût incrémental de 4 centimes par kwh entre B et C, contre 3 centimes pour X) alors Y perd de l'argent lorsqu'il essaie de fournir lui-même le service dans sa totalité. Son prix de revient est de $7+4 = 11$ centimes par kwh contre 10 proposé par X. L'intérêt collectif impose que Y soit évincé du marché en raison de son inefficacité. Si au contraire Y est plus efficace que X et affiche un coût incrémental de 2 centimes par kwh entre B et C, il peut diminuer son prix de vente tout en acquittant le péage ECPR fixé à 7 centimes. S'il vend le kwh 9,75 centimes Y fait un profit de 0,75 une fois tous les coûts déduits. Dans ce cas X n'aura aucune incitation à assurer le transport par ses propres moyens et il préférera acheter le service à Y plutôt que de le rendre lui-même ; c'est du moins l'intérêt collectif.

L'on peut systématiser l'approche en posant :

- $Q_1 =$ quantité de kwh transportée et distribuée par le gestionnaire du réseau (monopole naturel) X dans la situation de départ.
- $Q_2 =$ quantité de kwh "détournée" et distribuée par l'opérateur Y en bénéficiant de l'ATR
- $C_1 =$ coût incrémental moyen sur le réseau AB
- $C_2 =$ coût incrémental moyen sur le circuit BC géré par X
- $C_3 =$ coût incrémental moyen sur le circuit BC géré par Y
- $R =$ recettes perçues par X et destinées à couvrir les coûts fixes du réseau de transport
- $T =$ tarif ECPR total payé par l'opérateur Y qui bénéficie d'un accès au réseau
- $p =$ prix du kwh au niveau de l'utilisateur final

- Pour financer ses coûts fixes le gestionnaire X dispose du montant suivant (dans le cas où Y n'intervient pas sur le réseau) :

$$R = Q_1 (p - C_1 - C_2)$$

- Par convention on a $T = Q_2 C_1 + Q_2 (R/Q_1)$ (péage)

- Pour couvrir ses coûts fixes, le gestionnaire X du réseau dispose du montant R lorsqu'il livre lui-même la totalité des kwh fournis. Lorsque Y accède au réseau les recettes perçues par X pour couvrir les coûts fixes sont, après déduction des coûts incrémentaux, égales à :

$$\underbrace{Q_2 C_1 + Q_2 (R / Q_1)}_{\text{péage ECPR}} - \underbrace{Q_2 C_1}_{\text{coût incrémental lié à } Q_2} + \underbrace{(Q_1 - Q_2) (R / Q_1)}_{\text{recettes liées à } Q_1 \text{ après déduction des coûts incrémentaux liés à } Q_1} = R$$

- Si l'opérateur Y est plus efficace que le gestionnaire X (soit $C_3 < C_2$) il bénéficie d'un profit Π établi comme suit :

$$\Pi = \underbrace{Q_2 p}_{\text{recettes brutes}} - \underbrace{[Q_2 C_1 + Q_2 (R / Q_1)]}_{\text{péage ECPR}} - \underbrace{Q_2 C_3}_{\text{coûts incrémentaux sur BC}}$$

$$\Pi = Q_2 [p - C_1 - (R / Q_1) - C_3]$$

soit en remplaçant R par sa valeur donnée ci-dessus $Q_1 (p - C_1 - C_2)$

$$\Pi = Q_2 [C_2 - C_3] . \text{ Ainsi } \Pi > 0 \text{ si } C_3 < C_2$$

L'opérateur Y profitera réellement de l'achat d'un droit d'accès au réseau si, et seulement si, il est le fournisseur le plus efficace. Il perdra de l'argent s'il acquiert des droits calculés selon la méthode ECPR sans être le fournisseur le plus efficace. Le calcul de la charge d'accès selon cette méthode permet donc d'allouer de façon optimale le trafic entre X et Y.

Le tarif ECPR vérifie le "principe d'indifférence", puisqu'il fixe la charge d'accès à un niveau qui fait que X est indifférent au fait d'assurer le service lui-même ou de le faire assurer par son rival. Il garantit en outre que la fourniture au consommateur final est réalisée de façon la plus efficace pour la collectivité puisque les concurrents de X ne seront incités à venir sur le réseau que dans la mesure où ils sont capables d'être plus compétitifs que le gestionnaire en place pour la partie "ouverte" du service. Un tel système a d'ores et déjà été utilisé aux États-Unis pour le transport ferroviaire ou le réseau téléphonique. Il est susceptible de s'appliquer aussi bien au réseau électrique qu'au réseau gazier. Plus complexe à mettre en oeuvre que les deux précédents systèmes (timbre-poste et sentier fictif) il est aussi plus rigoureux du point de vue économique. On suppose toutefois que les services du monopole et de l'entrant potentiel sont de parfaits substituts alors que la présence d'un concurrent peut modifier la demande donc influencer le niveau de la charge d'accès. Le calcul des charges d'accès se pose en termes un peu différents pour le gaz et l'électricité mais dans tous les cas c'est aujourd'hui une question centrale pour le régulateur (Cf. C. SIDDAYAO 1997).

§4 - Les incertitudes sur la programmation des infrastructures

Il faut plusieurs années pour décider la construction d'un programme d'investissements dans le domaine de la production et du transport de l'électricité, plusieurs années (parfois 10 ans) pour construire ce programme supposé durer 20, 30 ou 40 ans. Un tel programme ne se justifie que dans la mesure où il correspond à un besoin, ce qui suppose que la programmation de la demande ait été bien menée. Qui va décider du renouvellement et de l'extension du parc de centrales électriques, de la rénovation et de la construction de lignes à haute tension ? Théoriquement c'est le rôle du gestionnaire du réseau qui doit anticiper les besoins. Il peut le faire avec l'appui du régulateur et lancer les appels d'offres nécessaires. Chaque producteur est ensuite libre de répondre ou non. Le point important est de prendre conscience que dans un système dérégulé l'activité de production devient une activité risquée. Le risque n'est plus d'être défaillant sur le plan technique, c'est un risque économique, celui de ne pas être appelé sur le réseau. La logique commande alors d'investir dans des équipements peu capitalistiques, de dimensions modestes et à délais de récupération des fonds investis courts. Cela favorise indiscutablement les centrales à gaz à cycles combinés et compromet en revanche les programmes nucléaires ambitieux. Il n'est pas certain, sous l'angle économique, que la recherche d'optimums locaux à court terme coïncide avec celle d'un optimum général à long terme. Ce n'est pas le fait du hasard si le processus de "déréglementation" que l'on observe actuellement en Europe coïncide avec une situation de croissance économique ralentie. Dans les périodes de forte croissance économique (ou de reconstruction, comme après la Seconde Guerre Mondiale) il faut des programmes ambitieux et les paris ne peuvent être faits que dans le cadre d'une planification relativement autoritaire et à long terme. Dans un contexte de stagnation voire de récession, la myopie du marché suffit pour gagner de l'argent en baissant les coûts ou en se positionnant sur des "niches" rentables. Tout gain ne peut alors être réalisé qu'au détriment d'autrui et cela suppose qu'il n'y ait pas d'obstacles institutionnels à la compétition.

Il est sans doute trop tôt pour dire ce que sera demain la structure de l'industrie électrique européenne. La compétition que l'on observe aujourd'hui à tous les stades de la chaîne électrique a déjà permis et permettra sans doute encore demain au consommateur final d'accéder, dans de meilleures conditions, à ce service public. Il ne faudrait toutefois pas croire que seule les vertus de la concurrence constituent le moteur des mutations en cours. Les stratégies d'acteurs, celles d'une recomposition vers des entreprises plus performantes à l'échelle mondiale au travers de fusions et de faillites, ne sauraient être ignorées.

MAI 1997

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- BAUMOL (W) et SIDAK (J.G.) (1994) "The Pricing of Inputs Sold to Competitors" in the *Yale Journal of Regulation*, vol.11, pp.171-201.
- BAUMOL (W) et SIDAK (J.G.) (1995) "Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry". The American Enterprise Institute Press, Washington.
- BONAÏTI (J.P.) (1996) "La décentralisation dans la loi de 1946 : du compromis introuvable à l'accommodement implicite" in L. BADEL Ed. "La nationalisation de l'électricité en France. Nécessité technique ou logique politique ?" AHEP, PUF.
- BOITEUX (M) (1996) "Concurrence, régulation, service public. Variations autour du cas de l'électricité" in *Futuribles*, 205, pp.39-58.
- BOUTTES (J.P.), LEBAN (R) et LEDERER (P) (1994) "Concurrence et réglementation dans les industries de réseau en Europe. Du cas général à celui de l'électricité" *Cahiers du CEREM*, décembre.
- BOUTTES (J.P.) et TROCHET (J.M.) (1995) "Le pragmatisme des réformes américaines" in *Revue de l'Energie*, n° 465, Janvier-février, pp.16-22.
- CAVE (M) et DOYLE (C) (1994) "Access pricing in network utilities in theory and practice" in *Utilities Policy*, juillet, pp.181-189.
- EDF (Mission Europe) (1996) "Le marché intérieur de l'électricité en Europe : huit ans de débats" in "Faits Marquants 1995" pp.45-50.
- EDF (1997) "Faits marquants 1996", Direction de l'Economie, de la Prospective et de la Stratégie, Paris (105p).
- EDF-GDF Services (Mission d'Appui Pôle Gestion) (1997) "Déréglementation, Organisation Commerciale et Relation Client" note ronéotée, Paris.
- FINON (D) (sous la direction de) (1995) "Changements dans les industries électriques" n° spécial, *Revue de l'Energie*, n° 465, janvier-février.
- GIROD (J) et PERCEBOIS (J) (1996) "The electric power sector in Sub-Saharan Africa : Current institutional reforms" in World Bank (UNDP, ESMAP) "Symposium on Power Sector Reform and Efficiency Improvement in SSA" (Johannesburg décembre 1995). Industry and Energy Department, Washington, pp.75-95.
- HANNE (H) (1996) "Le système électrique américain" note DIGEC, DGEMP, Ministre de l'Industrie, doc. ronéoté mars (15p.).
- HENRY (C) (1997a) "Concurrence et services publics dans l'Union Européenne" in *Revue de l'Energie*, n°486, mars-avril, pp.187-198.
- HENRY (C) (1997 b) "Economie Publique. Concurrence et Services Publics" Cours de l'Ecole Polytechnique.
- HUNT (S) (1992) "Concurrence et privatisation : le marché de l'électricité en Angleterre et au Pays de Galles" in *Revue de l'Energie*, n°436, janvier, pp.27-34.
- HUNT (S) et SHUTTLEWORTH (G) (1993) "Electricity Transmission Pricing" in *Utilities Policy*, avril, pp.98-111.

- JOSKOW (P) et SCHMALENSEE (R) (1989) "Markets for power. An analysis of electric utility deregulation" The MIT Press, Cambridge (Mass)
- JOST (K) (1997) "Restructuring the Electric Industry" Congressional Quarterly Researcher, Washington, 17 janvier, vol.7, n°2, pp.25-48.
- LUCENET (G) (1997) "Le secteur électrique européen en 1997 : situation, évolution et perspectives" in Revue de l'Energie, n°486, mars-avril, pp.223-231.
- MOURRE (B) (1995) "Ouverture à la concurrence des monopoles énergétiques : analyse générale et étude du cas britannique" in Economie et Prévision, n°119, pp.87-105.
- O'NEILL (R.P.), WHITMORE (C.S.) et MAHRENHOLZ (G.J.) (1992) "A comparison of electricity and natural gas markets and regulation in the USA" in Utilities Policy, juillet, pp.204-227.
- PERCEBOIS (J) (1997) "La déréglementation du secteur gazier en Europe (UE) : leçons et perspectives" in Revue de l'Energie, n°486, mars-avril, pp. 256-270.
- PERROT (A) (1995) "Ouverture à la concurrence dans les réseaux. L'approche stratégique de l'économie des réseaux" in Economie et Prévision , n°119, pp.59-71.
- SIDDAYAO (C.M.) (1997) "Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can US Issues be generalized for Developing Countries ?" Cahiers de Recherche du CREDEN, Université Montpellier I (35p.).
- STOFFAES (C) (sous la direction de) (1995) "Services publics. Questions d'avenir" Rapport du CGP, Ed. O. Jacob, Paris, 437p.
- TOURNEBISE (A) (1992) "Les services publics du gaz et de l'électricité et le grand marché européen" Rapport au Conseil Economique et Social, juillet (124p).