

**LES MODELES D'ORGANISATION
DES INDUSTRIES ELECTRIQUES
A LA SUITE DES REFORMES
SECTORIELLES**

Novembre 2004

J.Girod

LEPII-EPE

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	2
MODÈLE 1 : L'intégration de la production du transport et de la distribution d'électricité	7
MODÈLE 2 : Ouverture de la production et acheteur unique	11
MODÈLE 3 : La neutralisation de la fonction de transport. L'accès des tiers au réseau	15
MODÈLE 4 : Les pools et les bourses dans l'organisation des marchés de gros	21
MODÈLE 5 : Le marché de la vente de détail	28
LEXIQUE	31

INTRODUCTION

Avant de présenter les diverses structures industrielles existantes dans les secteurs électriques, il faut rappeler brièvement le contexte des réformes qui ont amené ces nouvelles structures, indiquer quelques-uns des changements majeurs introduits, et préciser les objectifs visés.

L'éclatement des structures monopolistiques et intégrées des schémas antérieurs

En comparaison de la structuration traditionnelle des industries électriques entre la production, le transport et la distribution, les nouvelles structures sont au contraire totalement éclatées. On trouve déjà une première trace de ce phénomène dans le vocabulaire véhiculé dans tous les programmes de réformes : déintégration verticale et horizontale, fragmentation géographique des monopoles territoriaux, segmentation des marchés, décomposition des activités, démultiplication des fonctions, dissociation des transferts physiques et des transactions commerciales et financières, désengagement des Etats, cession totale ou partielle d'actifs et de titres, fusion/scission d'entreprises, fusion/absorption, liquidation, privatisation, etc. Les orientations prises lors de ces réformes ont d'abord été de "casser" les structures antérieures pour les recomposer différemment, tout en prévoyant l'émergence de nouvelles fonctions ou activités et l'apparition de nouveaux acteurs.

Ce mouvement a déjà plus de vingt ans. Aux Etats-Unis, les prix du gaz et du pétrole ont été libérés en 1977, la déréglementation du transport aérien a eu lieu en 1978 et celle des télécommunications en 1982. En 1978, la loi PURPA imposait aux utilities (entreprises intégrées américaines) d'acheter l'électricité produite par les producteurs non intégrés. En Grande-Bretagne, les premières réformes des secteurs d'infrastructures ont commencé au début de la décennie 80 et celles du secteur électrique ont été mises en œuvre en 1990.

Le mouvement s'est ensuite accéléré et s'est étendu à beaucoup d'autres pays : Norvège (1991), Nouvelle-Zélande (1994), Suède (1996), autres pays européens (1996, date de parution de la Directive de la Commission européenne).

Dans les pays en développement, le Chili a été le premier en 1982 à libéraliser son industrie électrique, suivi en 1991 par l'Argentine et, depuis lors, par presque tous les pays d'Amérique latine.

Au centre du processus d'éclatement, figure la distinction majeure entre infrastructures et services. En bref, les propriétaires des infrastructures ne doivent pas nécessairement en être les gestionnaires ou les opérateurs. Cela vaut tout particulièrement pour les réseaux de transport et de distribution dont la possession ne doit pas empêcher leur utilisation par des tiers, ni la production par ceux-ci des services associés. Certaines infrastructures du secteur doivent être ouvertes ou en libre accès de façon à ne pas étendre à toute la filière électrique les avantages conférés aux possesseurs des infrastructures. Les activités proprement dites de réseau (ou wire dans la terminologie anglo-saxonne), telles que l'installation des lignes, leur

maintenance ou leur extension, sont à distinguer des activités de service (gestion des réseaux, contrôle de la fiabilité, protocoles de transit, etc.).

Une conséquence de portée moins fondamentale est la dissociation opérée entre les flux physiques et les transferts économiques. Ils ne suivent pas des chemins superposés, ne serait-ce qu'en raison des lois particulières d'écoulement des flux électriques. Les activités, les opérateurs et les modalités adoptées dans les échanges ne se recoupent pas nécessairement sur chacune des deux dimensions (cf. les achats d'électricité-papier, le courtage, les marchés financiers).

Les changements introduits dans les structures sectorielles.

L'éclatement des anciennes structures dans les pays où des réformes ont été engagées a conduit, d'une part à un transfert de fonctions ou d'opérations qui ont été individualisées et externalisées alors qu'elles étaient auparavant exercées par les diverses divisions internes des entreprises électriques (production, transport, distribution, services de gestion, services financiers etc.), d'autre part à l'émergence de nouvelles fonctions, spécialement celles liées à l'organisation et au fonctionnement des marchés physiques et financiers.

Parmi les premières, on peut citer la production indépendante, la production d'équilibrage offre-demande, la gestion de réseau, la fourniture d'électricité au consommateur final et tous les services correspondants (comptage, facturation...). Parmi les secondes, ce sont les fonctions d'administration des marchés, de courtage, de négoce, d'agrégation des charges etc.¹. En démultipliant ainsi le nombre de fonctions et en les individualisant, il devenait plus facile de déintégrer les monopoles en place, de diviser la propriété des installations et de fragmenter le services proposés aux opérateurs et aux utilisateurs. La séparation comptable ou fonctionnelle (unbundling) en est l'expression la plus évidente.

Surtout, et c'était bien un objectif principal des réformes, de nouvelles catégories d'acteurs pouvaient faire leur apparition dans le secteur, remplissant des fonctions anciennement inexistantes ou concurrençant les opérateurs en place, par exemple, sur les activités de production et de distribution. Cette ouverture pouvait faciliter par ailleurs les programmes de privatisation du moment où ces nouveaux acteurs provenaient avant tout du secteur privé et où les autorités publiques s'attachaient à écarter les entreprises intégrées (publiques ou privées) de ces nouvelles activités.

Alors qu'auparavant les structures industrielles étaient directement calquées sur les divers types d'infrastructures présents dans le secteur électrique (centrales, réseaux) et que la structuration des entreprises reproduisait fidèlement celle des infrastructures (production, transport, distribution), les structures à mettre en place s'organisent maintenant principalement autour des multiples fonctions instaurées et autour de tous les services indispensables au bon fonctionnement du secteur électrique. Si l'on ajoute à cela le fait que ce sont des opérateurs distincts et autonomes, de préférence privés, qui auront en charge ces fonctions, on conçoit que les nouvelles structures aient parallèlement cherché à dégager le plus grand nombre possible d'espaces ou de niveaux où pourrait s'exercer la concurrence entre opérateurs et où les mécanismes de marché remplaceraient les règles de gestion interne des entreprises.

¹ Ces différents termes seront définis dans les chapitres suivants et sont repris dans le lexique figurant en annexe.

On le verra dans les cinq modèles successivement présentés, ces lieux de concurrence sont essentiellement la production, les marchés de gros (pool) et les marchés de détail. La détermination des structures sectorielles vise alors à configurer au mieux ces portions concurrentielles et à les munir de règles de fonctionnement appropriées (efficacité, transparence, équité des transactions). Les autres portions où la concurrence est impossible ou serait trop coûteuse (gestion des réseaux, dispatching) sont isolées du reste et soumises à des règles particulières dont, pour les réseaux, un libre accès pour tous les producteurs et utilisateurs.

La segmentation retenue, au moins dans les réformes les plus complètes et dans les schémas les plus ouverts, est donc bien différente de celle qui a caractérisé les industries électriques de très nombreux pays entre 1950 et 1990. Elle est essentiellement fondée sur l'identification des espaces concurrentiels d'un côté et, de l'autre, sur celle des activités constituant un monopole naturel. Les autorités publiques peuvent se retirer de ces espaces, après en avoir fixé les règles du jeu et en contrôlant leur application. Leurs pouvoirs de réglementation ou ceux confiés à une agence spécialisée continuent de s'exercer plus complètement sur les autres activités, principalement sur le transport et la distribution.

Les objectifs des réformes de structure

La recherche d'une plus grande efficacité est certainement au centre de toutes les réformes introduites : efficacité productive à court terme, efficacité des investissements à long terme, efficacité des tarifs (adéquation prix /coûts), et efficacité d'utilisation. Les premières réformes survenues aux Etats-Unis dans les industries de réseau avaient souligné que ces formes d'efficacité s'étaient notablement détériorées au fil des ans et que ces industries prélevaient des rentes excessives au détriment des utilisateurs (tarifs inadaptés, qualité médiocre du service, gestion dispendieuse). Dans les pays en développement, se superposent les contraintes de financement et la nécessité de faire appel dans bien des cas à des investisseurs étrangers.

Les moyens mis en œuvre pour accroître l'efficacité se déclinent presque mécaniquement selon les canons standards :

- la concurrence d'abord est le moyen privilégié pour contrecarrer les pouvoirs de monopole et inciter les entreprises à une meilleure gestion ;
- cette concurrence suppose l'ouverture à de nouveaux opérateurs, c'est-à-dire la fin des protections indues et la suppression des barrières à l'entrée : barrières institutionnelles, financières, technologiques ;
- la privatisation, c'est-à-dire le changement des droits de propriété ou leur fractionnement, est censée être le meilleur statut juridique pour promouvoir la concurrence et pour pratiquer l'ouverture.

Dans cet enchaînement, on reconnaîtra aisément les thèses néo-libérales, fondement idéologique des réformes, support des programmes d'ajustement structurel et instrument des critiques à l'encontre des entreprises publiques. Les restructurations actuelles se trouvent ainsi encadrées par la concurrence, l'ouverture et la privatisation, auxquelles il faut ajouter la régulation pour couronner l'édifice.

Bien qu'ils constituent les éléments moteurs des transformations opérées dans les structures sectorielles, ces thèmes ne seront pas développés dans ce texte. On n'abordera pas non plus les

processus en cours de recomposition des acteurs du secteur électrique dans une logique de groupes industriels et financiers, et dans un cadre dorénavant totalement internationalisé.

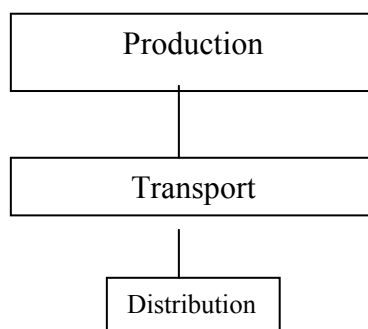
On se concentre ici sur l'évolution des structures sectorielles et sur les différentes formes qu'elles revêtent selon les pays et selon la profondeur des réformes entreprises. On distingue cinq modèles sectoriels qu'on peut considérer comme des archétypes, au sens où ils fixent l'ossature générale, mais d'où émergent ensuite de nombreuses variantes nationales :

- le modèle intégré
- le modèle de l'acheteur unique
- le modèle de l'accès des tiers au réseau
- le modèle du pool (marché de gros)
- le modèle totalement ouvert (marché de détail).*

Pour chacun d'eux, on ne présente de plus que les caractéristiques essentielles. Dans ce tour d'horizon, il serait impossible d'aller dans tous les détails en raison de la complexité parfois considérable des dispositifs adoptés, surtout dans l'organisation des marchés et dans les multiples règles de leur fonctionnement. Ce n'est envisageable que si l'on procède à la description de telle ou telle structure particulière dans un pays donné. Des documents très nombreux (ouvrages, rapports, articles) fournissent les explications nécessaires dans la plupart de ces cas.

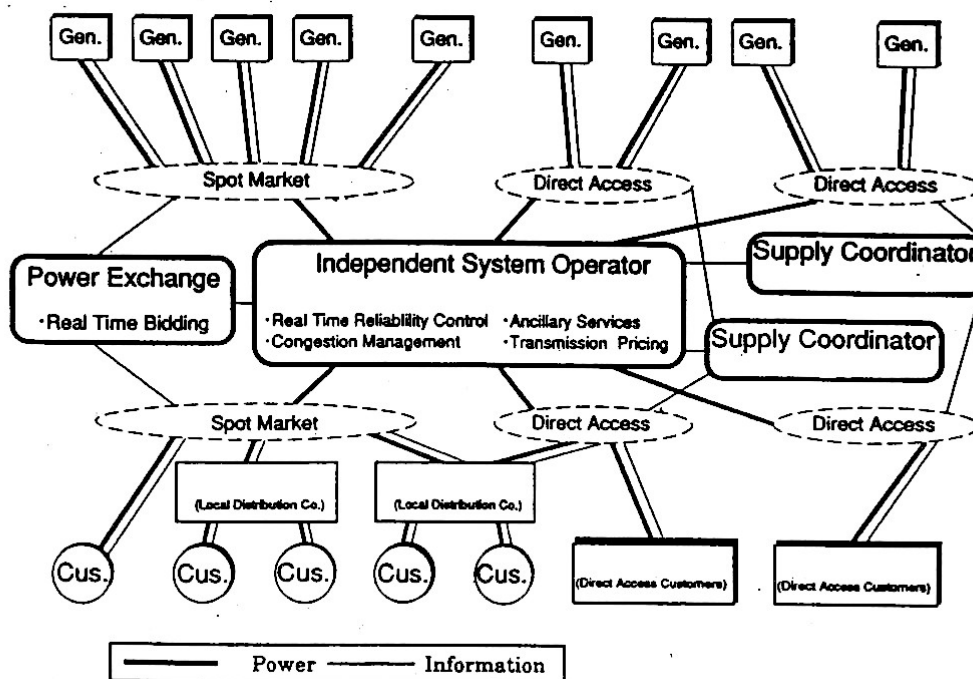
On profite aussi de la présentation de ces modèles pour aborder les diverses questions actuellement débattues sur ces sujets : production indépendante, accès au réseau, acheteur unique, gestionnaire de réseau, administrateur de marché, etc. Les structures sectorielles en vigueur dans les divers pays sont également des réponses apportées à ces questions. Certaines ne sont apparues que depuis quelques années et suscitent de nouvelles interrogations sur les aménagements ou extensions à apporter aux modèles existants.

Depuis une dizaine d'années, les changements observés ont été très importants. Une préoccupation à l'origine de ce texte est de se demander pourquoi et comment on est passé sur cette courte période du modèle intégré (production, transport, distribution), modèle linéaire et d'une grande simplicité, au modèle totalement concurrentiel (modèle 5). Ou, à titre d'illustration, qu'est-ce qui a conduit à passer du schéma à trois blocs empilés



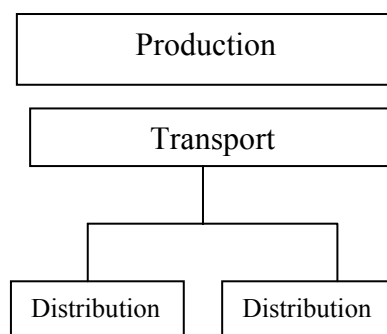
à un schéma tel que celui concernant le système électrique de la Californie adopté en 1998 et représenté dans le graphique 1

Graphique 1 : L'organisation du secteur électrique en Californie



Entre les deux, on ne perçoit aucune filiation et pourtant, avant 1998, le secteur électrique de la Californie se résumait pratiquement à la juxtaposition de trois entreprises privées intégrées. La complexité de la nouvelle structure (d'ailleurs en cours de révision depuis 2001 à la suite des déboires rencontrés) n'est-elle finalement que la conséquence logique de l'éclatement des structures antérieures souligné au départ ?

MODELE 1 : L'INTEGRATION DE LA PRODUCTION, DU TRANSPORT ET DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE



Caractéristiques du modèle

Les trois segments - production, transport, distribution - sont intégrés verticalement au sein d'une même entreprise (intégration verticale et intégration horizontale). Dans les pays de grande dimension, la distribution peut être assurée par plusieurs filiales de cette entreprise ou par des sociétés locales publiques.

Le secteur est constitué

- d'une entreprise jouissant d'un monopole public (partiel ou total, de fait ou de droit), entreprise souvent issue de la fusion ou de la nationalisation de sociétés privées locales,
- ou de plusieurs entreprises privées adjacentes opérant sur un territoire délimité (Utilities aux Etats-Unis).

Ce modèle permet une coordination technique étroite entre les trois segments, une coordination économique de court terme grâce à l'exploitation des unités de production par ordre de coût variable croissant, et une programmation optimisée des investissements sur le long terme. Le monopole naturel de la fonction de transport, noyau de l'intégration verticale, s'est étendu de fait en amont et en aval, et a "contaminé" d'une certaine façon les segments de la production et de la distribution.

Dans le cas du monopole public, la rationalité du modèle repose sur quatre propriétés successives :

- la fourniture d'électricité est organisée dans le cadre du service public, soumis de ce fait à des obligations ou sujétions (égalité de traitement, équité, obligation de raccordement, garantie de fourniture), dont certaines renvoient à des objectifs redistributifs (tarifs sociaux, péréquations tarifaires),

- les conditions d'exercice du service public sont définies en référence à l'intérêt économique (et social) général (souveraineté nationale, indépendance énergétique, valorisation des ressources naturelles disponibles, développement industriel, aménagement du territoire, etc.),
- le modèle industriel (structure et organisation) le plus conforme aux objectifs poursuivis est le monopole public,
- ce monopole doit être contrôlé par la puissance publique au moyen des tutelles administratives et dans le cadre de ses pouvoirs de réglementation.

Le tryptique - service public, entreprise publique, monopole public – résume bien les principaux traits du schéma standard, quels que soient même les statuts juridiques adoptés dans les différents pays par les entreprises électriques (sociétés d'Etat, établissements publics, entreprises mixtes...). Dans les pays en développement, celles-ci se sont constituées avant tout sur une base nationale et pour le développement national, ce qui les différencie des industries pétrolières dans les pays producteurs de pétrole dont la dimension internationale a au contraire toujours été plus forte. Le rôle moteur du secteur énergétique dans le développement et l'industrialisation a pu être pleinement affirmé (cf. le poids des investissements énergétiques dans le total des investissements). Des relations privilégiées ont été menées avec les fournisseurs de matériels et de combustibles. Les formes de réglementation et l'exercice des tutelles se sont avérés par ailleurs largement simplifiés puisque le monopole était public et que les entreprises étaient nationalisées. Les droits de propriété et les pouvoirs de réglementation étaient alors tous deux concentrés entre les mains de l'Etat.

Les défauts du modèle intégré

Depuis le début des années 80, plusieurs défauts du modèle intégré ont été identifiés à la suite des mauvaises performances, techniques, économiques et financières enregistrées dans de nombreux pays, surtout dans les pays en développement :

- glissement des entreprises d'électricité vers un comportement de service administratif,
- tutelles excessives et tatillonnes sur la gestion courante des entreprises (défaillances de la réglementation),
- superposition de plusieurs objectifs sociaux et politiques imposés aux dirigeants des entreprises,
- utilisation des tarifs d'électricité comme moyens de satisfaire ces objectifs,
- captation des subventions publiques pour compenser les déficits des entreprises et ponction importante dans les budgets nationaux,
- part disproportionnée du secteur électrique dans les emprunts souscrits par l'Etat et contribution à la crise de la dette.

La perception que le modèle ne parvenait plus à atteindre le niveau de performance qu'il avait connu durant les années antérieures, spécialement en matière d'investissement en production et transport, et que le mode d'organisation retenu parvenait à ses limites ont été accentués par divers facteurs :

- la stagnation des débouchés dans les deux pays industrialisés,
- les crises économiques et les crises de financement dans les pays en développement,

- l'apparition de technologies moins intensives en capital et plus modulables (préférence accordée pour cette raison au thermique plutôt qu'à l'hydraulique),
- la montée des thèses néo-libérales et l'adhésion des organisations internationales,
- les mouvements de dérégulation à partir des années 70 dans les industries de réseau des Etats-Unis et de Grande-Bretagne.

Ces thèses ont été reprises et systématisées dans divers travaux théoriques contestant l'efficacité des interventions de l'Etat et l'intérêt de l'existence d'entreprises publiques dans la gestion des infrastructures :

- l'école des choix publics, critiquant toutes les formes de réglementation dans ces entreprises en raison de l'asymétrie d'information entre le régulateur et l'entreprise régulée, du coût direct élevé des contrôles et de leurs effets pervers (effet "Averch-Johnson" conduisant à des surinvestissements en régulation "cost-plus"), et de l'influence des intérêts politiques,
- la théorie économique de la bureaucratie soulignant que l'absence de droits de propriété chez les gestionnaires introduit des logiques organisationnelles et individualistes contraires à la recherche de l'efficacité (X-inefficiency et relâchement managérial),
- la théorie de la capture du régulateur (Stigler) notant que les convergences d'intérêt entre le régulateur et le régulé s'opposent à un contrôle objectif et indépendant des performances,
- la théorie des marchés contestables (Baumol) avançant que le monopole naturel ne requiert pas l'intervention de l'Etat lorsque diverses conditions sont remplies (entrée libre, sortie sans coût, absence de différenciation des coûts entre les firmes en place et les firmes entrantes) et invitant à l'émergence d'une contestabilité dans les industries de réseau grâce à la menace d'une concurrence potentielle ou dissuasive (enchères lors du renouvellement des contrats de concession...).

Premières mesures de correction des défaillances observées

Dans les pays industrialisés :

- ouverture à la concurrence des segments hors monopole naturel,
- changement des formes de réglementation.

Dans les pays en développement :

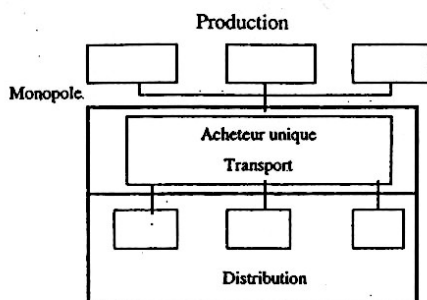
- programmes de redressement de la gestion des entreprises d'électricité,
- nouveaux systèmes de tarification visant à aligner les prix sur les coûts,
- réhabilitation des équipements (centrales, réseaux) pour améliorer les performances techniques et l'efficacité productive,
- allègement des tutelles,
- signature de contrats de plan définissant les obligations respectives de l'Etat et des entreprises.

Les très timides résultats obtenus lors de ces expériences ne firent qu'accentuer les critiques émises depuis les années 80-85 : le modèle n'était guère révisable, à moins de prévoir une distance beaucoup plus grande entre les Etats et les entreprises électriques ; de même, les

performances ne parviendraient pas à s'améliorer durablement tant que les positions de monopole seraient conservées et que les entreprises resteraient publiques.

Pour les agences internationales en particulier, c'est parce que les premières mesures n'ont pas sensiblement modifié la situation qu'il devient nécessaire d'envisager des réformes plus profondes et de s'attaquer aux fondements institutionnels. Pour restaurer la viabilité des entreprises, il ne suffit en effet pas de modifier les règles et le mode d'organisation sectorielle. Il faut changer les caractéristiques mêmes du secteur, c'est-à-dire le type de propriété, l'étendue du monopole, le degré d'intégration verticale et horizontale des entreprises, en somme, instaurer un modèle radicalement différent. En particulier, l'Etat doit se désengager au maximum et ne conserver que ses fonctions de réglementation et de détermination de la politique énergétique. La privatisation totale ou la privatisation partielle, celle de la gestion ou celle des divers services fonctionnels, permettra de rétablir les performances du secteur. Elle est considérée comme une norme de référence, et, à terme, la seule réaliste, même si des solutions transitoires doivent être prévues, par exemple, la délégation de gestion, la "commercialisation" et la "corporatization".

MODELE 2 : OUVERTURE DE LA PRODUCTION ET ACHETEUR UNIQUE



Caractéristiques du modèle

Ce modèle se caractérise essentiellement par l'ouverture du segment de la production à d'autres producteurs que l'entreprise intégrée. Ceux-ci sont désignés sous le terme générique de producteurs indépendants, signifiant que leur activité se limite à la production d'électricité et qu'ils n'assument pas les fonctions de transport et de distribution.

Historiquement, l'introduction des producteurs indépendants remonte au Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) édicté en 1978 et imposant aux Utilities des Etats-Unis d'acheter la production des cogénérateurs et des petits producteurs qui utilisaient des énergies renouvelables. La motivation de départ n'était pas la restructuration de l'industrie énergétique, mais cet Act a entraîné très rapidement l'arrivée massive des producteurs indépendants qui étaient capables de produire l'électricité à un coût moindre et qui pouvaient ainsi concurrencer les Utilities, donnant naissance aux projets BOT, BOO, etc.

Une autre conséquence a été l'apparition du système dit de l'acheteur unique (single buyer) :

- le segment de la production est ouvert et devient concurrentiel
- le gestionnaire de réseau de transport (compagnie régionale aux USA, agence centrale d'achat ou opérateur historique) est acheteur unique de l'électricité produite par les producteurs indépendants (modèle du monopsonne),
- le gestionnaire optimise l'appel des centrales en fonction de ses propres moyens de production et des contrats à long terme conclus avec les producteurs indépendants,
- la création de nouveaux moyens de production pour alimenter le réseau de transport relève d'une concurrence organisée par les pouvoirs publics par le biais d'appels d'offre,
- l'organisation de la distribution reste inchangée, les distributeurs s'approvisionnant auprès du gestionnaire du réseau et bénéficiant de monopoles locaux.

L'entreprise électrique peut rester intégrée, mais une réglementation appropriée doit être prévue pour qu'elle n'abuse pas de sa position dominante et de l'accès aux informations sur ses

concurrents, en faussant à son profit l'ordre d'appel des centrales ou en procédant à des subventions croisées. Cette réglementation doit garantir la non-discrimination des opérateurs en concurrence pour la production d'électricité.

Ce modèle a été retenu par la Commission européenne comme une option des réformes sectorielles dans les pays membres, parallèlement à celle de l'Accès des tiers au réseau (ATR). L'Italie et le Portugal l'ont adopté. Il est également en vigueur dans de nombreux pays en développement (pays du sud-est asiatique, Côte d'Ivoire et Sénégal (selon la réforme de 1998) en Afrique subsaharienne).

La place de la production indépendante dans les pays en développement

En raison des contraintes très fortes de financement dans ces pays et des difficultés inhérentes à l'adoption des réformes sectorielles, la production indépendante a connu un essor notable durant la décennie 90, surtout en Asie du sud-est :

- elle permet une reprise de l'accumulation sans alourdir la charge des finances publiques, et sans pénaliser le budget des entreprises lorsqu'elles poursuivent parallèlement des efforts de redressement de leur gestion ;
- elle préserve les bases des compromis passés avec les divers partenaires internes ou avec les bailleurs de fonds, en évitant de bouleverser les arrangements qui ont pu être conclus et sans dessaisir définitivement les Etats de la propriété des installations puisque celles-ci leur seront rétrocédées à l'échéance des contrats ;
- elle amorce souvent une ouverture du segment de la production d'électricité à de nouveaux opérateurs et mène à l'introduction de pratiques concurrentielles (appel d'offres et enchères).

Pour beaucoup de pays, cette solution s'avère alors la mieux adaptée, tant en ce qui concerne la reprise des investissements qu'en ce qui concerne les contraintes institutionnelles et le rythme qu'elles imposent au déroulement des réformes. C'est celle qui déstabilise le moins le système et qui permet l'accord le moins "coûteux" entre tous les partenaires, qu'ils soient nationaux ou étrangers. Grâce à la réduction des tailles unitaires des centrales et aux possibilités de production par là offertes à d'autres opérateurs que les entreprises nationales, la production indépendante matérialise la suppression de plusieurs barrières techniques et juridiques à l'entrée dans le secteur, ainsi que l'érosion de certains droits exclusifs accordés aux monopoles publics.

L'ouverture internationale par le biais de la production privée peut être un facteur qui va accélérer ensuite le processus réformateur avec, dans cet ordre ou dans un autre, la démonopolisation, le changement de statut des entreprises publiques, la déstructuration du secteur, l'instauration de nouvelles relations entre les autorités et les opérateurs privés. Deux des pièces maîtresse du tryptique –le monopole public et la propriété publique des moyens de production- sont gravement menacées. La production indépendante d'électricité a donc un rôle équivoque, celui de mettre les réformes sectorielles en sursis dans les pays en sous-capacité de production, mais celui aussi d'en provoquer la nécessité par le biais de l'ouverture à des opérateurs extérieurs.

Le tableau 1 et graphiques 2,3 et 4 suivants retracent l'évolution observée de la production indépendante depuis 1990 et les réalisations et projets en Afrique subsaharienne.

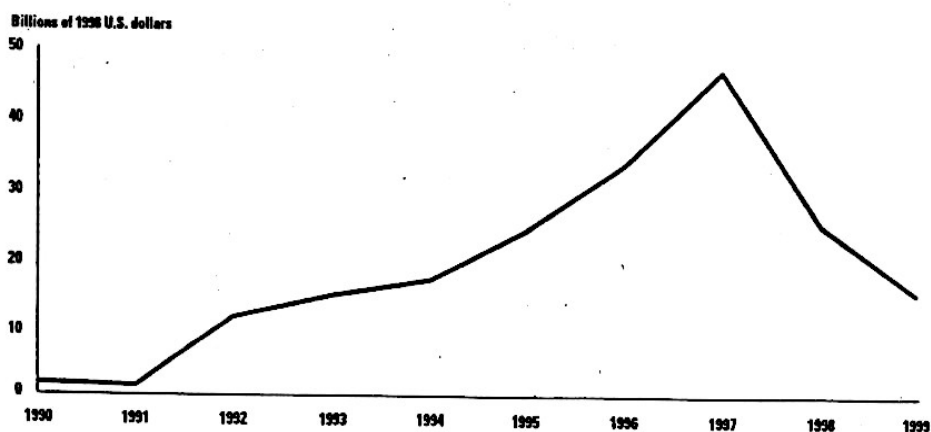
Tableau 1 : Participation privée dans les projets électriques des pays en développement entre 1990 et 1999 classée selon les achats d'actifs (Divestiture) et la production indépendante (Greenfield project).

Closure date	Number	Divestiture expenditure	Greenfield project expenditure
1990	7	803	409
1991	3	147	863
1992	25	3468	2987
1993	105	2747	5955
1994	72	3936	9588
1995	94	5190	13069
1996	109	11096	17541
1997	117	21428	16349
1998	57	11103	8478
1999	56	4904	7421
Total	645	64822	82660

*In millions of dollars (US). From World Bank PPI database, 2000.

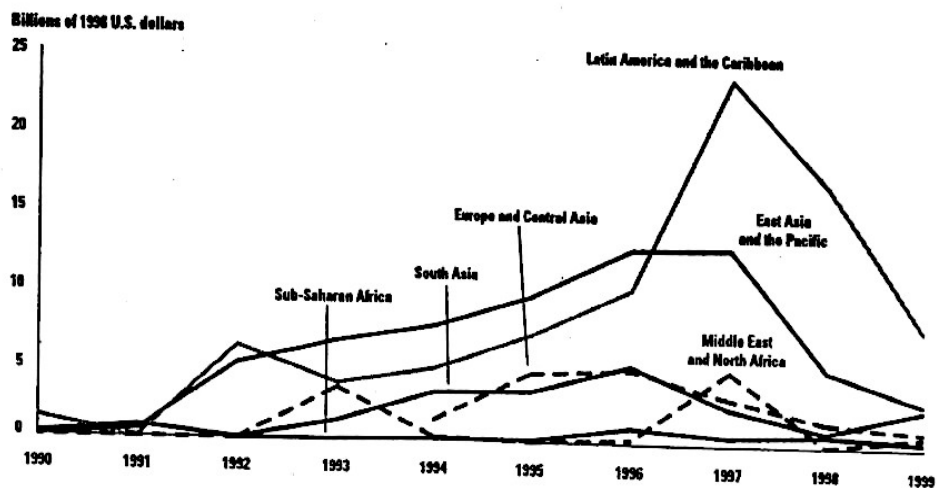
Source : Bacon et Besant-Jones.

Graphique 2 : Investissement total dans les projets énergétiques des pays en développement entre 1990 et 1999



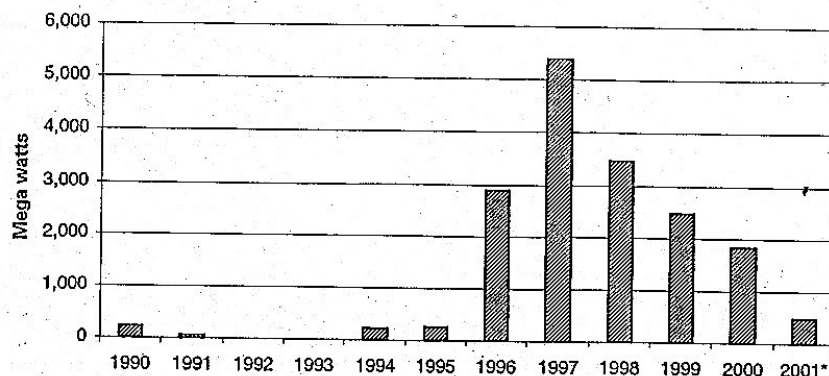
Source: World Bank, PPI Project Database.

Graphique 3 : Investissement total dans les projets énergétiques selon les régions



Source: World Bank, PPI Project Database.

Graphique 4 : Réalisations et projets (2001) de production indépendante d'électricité en Afrique subsaharienne

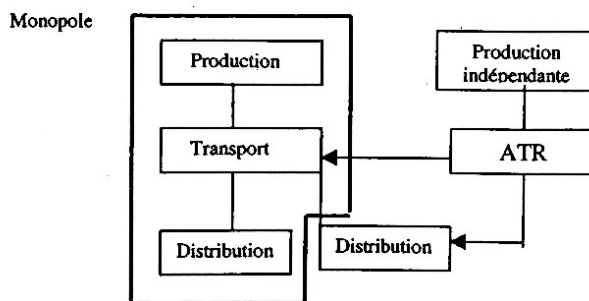


Sources: Karekezi and Mutiso, 1999; Financial Times Energy, 2000a; Financial Times Energy, 2000b; Financial Times Energy, 2001a; Financial Times Energy, 2001b; Financial Times Energy, 2001c; Financial Times Energy, 2001d; Central Bureau of Statistics, 1997

La production indépendante n'a cependant pas que des avantages :

- c'est une formule coûteuse car il n'est pas rare que le prix du kWh acheté par le gestionnaire du réseau soit supérieur au prix qu'il pratique pour la vente en haute tension, d'où les risques d'accroissement des déficits des entreprises ;
- les clauses sont souvent sévères pour les pays destinataires, surtout celles relatives au contrat d'achat de l'électricité (PPA - Power Purchase Agreement) , engageant les entreprises sur de longues périodes et pouvant conduire au déclassement de certains actifs du parc installé (stranded assets) ;
- le montage institutionnel et financier des projets (BOT, BOO...) est très complexe et entraîne la conclusion de multiples contrats entre les divers partenaires :
 - la convention d'établissement ou le contrat de concession,
 - le contrat se rapportant à l'acquisition ou à l'usage du site,
 - les autorisations gouvernementales essentielles à l'exploitation,
 - l'accord entre actionnaires, si plusieurs participent au projet,
 - le contrat de construction,
 - le contrat d'achat d'électricité,
 - le contrat de fourniture en combustible,
 - le contrat d'exploitation et d'entretien,
 - le contrat de financement avec les agences de crédit ou les institutions financières multilatérales,
 - le Direct Agreement (garantie de la sûreté des prêteurs),
 - la garantie souveraine de l'Etat.

MODELE 3 : LA NEUTRALISATION DE LA FONCTION DE TRANSPORT. L'ACCES DES TIERS AU RESEAU



La neutralisation de la fonction de transport

Pour que la concurrence puisse s'exercer sur les différents segments de la filière électrique, c'est à dire pour que les utilisateurs puissent faire appel aux producteurs de leur choix, il est indispensable que chacun ait un libre accès aux réseaux de transport et de distribution et qu'il n'y ait aucune forme de discrimination.

Cependant, ces réseaux appartiennent souvent à l'entreprise historique et sont gérés par elle. Pour ne pas perdre tous les avantages de la coordination technique des entreprises intégrées et pour préserver la capacité de programmation des investissements futurs, l'ouverture totale du transport et la coupure complète entre les segments amont et aval peuvent ne pas apparaître souhaitables. Par ailleurs, un libre accès accordé simultanément à tous les utilisateurs, quelle que soit la puissance souscrite et le volume de leurs consommations, peut créer des difficultés de mise en œuvre (rédaction des nouveaux contrats, enregistrement des transactions, gestion des appels et des livraisons, etc.).

Pour ces raisons, on préfère trouver des solutions intermédiaires visant plutôt à neutraliser la fonction de transport et à la séparer de façon plus ou moins marquée de la production et de la distribution d'électricité. D'autre part, les droits d'accès sont différenciés selon qu'il s'agit :

- des gros consommateurs et des distributeurs locaux, appelés aussi clients éligibles, capables d'opérer sur les marchés de gros et d'établir des transactions bilatérales avec les producteurs,
- et des petits consommateurs, ou clients captifs, dont l'approvisionnement passe par l'intervention de distributeurs et de fournisseurs chargés de gérer les marchés de détail.

Pour une entreprise anciennement intégrée, la séparation (unbundling) peut prendre plusieurs formes :

- la séparation comptable ou de gestion : les comptes sont distincts pour la production, le transport et la distribution. *"Les entreprises d'électricité intégrées tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour les activités de production, de transport et de distribution et, le cas échéant, des comptes*

consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles font figurer dans l'annexe de leurs comptes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité." " Les entreprises précisent en annexe de leurs comptes annuels les règles d'imputation des postes d'actifs et de passifs et des charges et recettes qu'elles appliquent pour établir les comptes séparés visés au paragraphe 3. Ces règles ne peuvent être modifiées qu'à titre exceptionnel. Ces modifications doivent être indiquées dans l'annexe et doivent être dûment motivées." (Article 14 de la Directive européenne de 1996) ;

- la séparation opérationnelle ou juridique : l'entité en charge du transport est juridiquement différente des autres entités (filialisation) ;
- la séparation complète : les droits de propriété sont distincts et l'entité est totalement indépendante ; elle peut être constituée après cession des actifs de transport de l'entreprise intégrée à une nouvelle entité.

Tableau 2 : Statut de l'activité de transport dans les pays de l'Union européenne

	Part légale d'ouverture du marché	Concurrence dans la production	Séparation de l'activité de transport	ATR
Portugal		Administration pour les utilisateurs Autorisation	Juridique (a) Gestion (b)	Accès unique pour le marché intégré Accès réglementé pour les régimes
France	30%			Accès réglementé
Grèce			Juridique	
Irlande			Juridique ; la + grande partie	
Autriche	32%			Accès unique pour le marché intégré Accès réglementé pour les régimes
Pays-Bas	33%		Juridique	
Italie	35%			Accès réglementé
Belgique		Autorisation	Gestion	
Luxembourg	40%		Propriété (c)	
Espagne	54%		Juridique	
Danemark	90%		Propriété	
Finlande			Titres du Nord Propriété	
Royaume-Uni	100%		Propriété	
Suède			Propriété	
Allemagne			Gestion/Juridique	Accès négocié

(a) Juridique : réalisation de l'activité de transport
 (b) Gestion : indépendance de gestion du GRT au sein de l'opérateur intégré
 (c) Propriété : activité de transport exercée par une société n'ayant aucun lien capitalistique avec les fournisseurs ou les producteurs
 Source CRE - mai 2001

La séparation de la fonction de transport est une illustration de celle plus générale introduite entre la propriété des infrastructures et la gestion des services associés. Elle a conduit à la création en France et dans d'autres pays européens des Gestionnaires du réseau de transport (GRT), entités indépendantes ou filiales des entreprises de production. Elle a aussi été adoptée aux Etats-Unis par le régulateur fédéral FERC où l'accès des tiers est la règle pour les transactions entre les producteurs et les distributeurs (wholesale wheeling), tandis que la liberté des transactions destinées aux marché de détail (retail wheeling) est laissée à l'appréciation des autorités de chaque Etat. Les distinctions entre ISO, Transco, Gridco (cf. infra) procèdent du même souci de neutraliser cette fonction centrale des réseaux électriques pour permettre l'exercice de la concurrence.

Pour n'être pas que virtuelle et pour que l'entreprise propriétaire du réseau, tout en restant cependant le gestionnaire, ne fausse pas cette concurrence, il faut que l'agence de régulation contrôle étroitement les activités de l'opérateur du réseau, en particulier en veillant à définir

des tarifs transparents et équitables et en établissant des règles strictes d'accès au réseau pour les utilisateurs concernés (producteurs indépendants, importateurs...).

Caractéristiques du modèle de l'ATR

L'ATR définit un système où une tierce partie a le droit d'acheter les services de transport lorsque des capacités disponibles existent sur le réseau. L'ATR établit implicitement une distinction entre la où les entreprises intégrées (et historiques) qui possèdent ou gèrent le réseau et les offreurs potentiels considérés comme tierces parties. Les premières ont obligation de donner aux autres accès au réseau si les conditions techniques le permettent et si les règles de fiabilité sont satisfaites.

L'ATR donne ainsi la possibilité d'établir des transactions bilatérales entre producteurs et clients aux termes de contrats directs entre fournisseurs et acheteurs. Ces derniers peuvent cependant être soumis à un critère d'éligibilité défini sur la base de leur consommation annuelle (20 GWh en France dans la loi de 2000, ce seuil étant ensuite progressivement réduit). Il est à noter que ce critère est couplé dans la Directive européenne avec un seuil minimum d'ouverture de chaque marché national (cf. tableau 2).

On distingue en outre :

- l'ATR négocié où les parties contractantes négocient à chaque fois les conditions de transport avec le gestionnaire du réseau, et
- l'ATR réglementé où les tarifs d'accès au réseau sont publics et contrôlés par le régulateur. *"Dans le cas de l'accès négocié au réseau, les Etats membres prennent les mesures nécessaires pour que les producteurs d'électricité et, lorsque leur existence est autorisée par les Etats membres, les entreprises de fourniture d'électricité ainsi que les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau, puissent négocier un accès au réseau pour conclure des contrats de fourniture entre eux sur la base d'accords commerciaux volontaires". "Les Etats membres peuvent également opter pour un système d'accès au réseau réglementé donnant aux clients éligibles un droit d'accès, sur la base de tarifs publiés pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, au moins équivalent, en termes d'accès au réseau, aux autres systèmes d'accès visés dans le présent chapitre."* (Article 17 de la Directive européenne).

La seconde option est jugée plus équitable et plus transparente que la première pour laquelle le transporteur peut être incité à accroître le coût des services proposés à un fournisseur pour ne pas perdre le client qu'il dessert à partir de sa filiale de production. De plus, les "négociations" deviennent de plus en plus complexes quand le nombre de partenaires concernés s'accroît (cas des transits entre pays).

Une variante de l'ATR, antérieurement retenue par la Commission européenne est le Common carriage où tous les utilisateurs peuvent acheter les droits d'accès au réseau sur une base commune et non discriminatoire, et où le propriétaire du réseau est obligé d'offrir une capacité de transport suffisante à toutes les parties. Les utilisateurs (éligibles) ont la possibilité de s'approvisionner auprès du producteur de leur choix. La séparation du transport de la production et de la distribution est également requise.

Avantages et inconvénients du modèle de l'ATR

Avantages :

- maintien de l'intégration verticale pour l'entreprise propriétaire du réseau,
- préservation des obligations de service public,
- responsabilité du gestionnaire pour les programmes d'extension du réseau,
- possibilité d'ouverture à la concurrence par le biais des transactions bilatérales et des contrats directs entre producteurs (indépendants) et utilisateurs.

Inconvénients :

- risque d'abus de position dominante de l'entreprise intégrée
 - pour l'accès au réseau,
 - pour la fixation des tarifs de transport,
 - pour l'accès aux réserves de capacité dans la compensation des écarts et dans l'équilibre instantané offre-demande,
 - pour la détention d'un réseau commercial ancien, avec une base de clients fidélisés sur le marché concurrentiel et un large marché de clients captifs,
- avantage de cette entreprise par rapport aux concurrents qui doivent conclure des contrats pour le transport vers de nouveaux clients,
- risque de subventions croisées entre les clients captifs et non captifs,
- possibilité de refus de transport sans que les tiers aient la possibilité de valider les arguments avancés,
- augmentation des coûts de transaction,
- difficulté de gestion des transits transfrontaliers.

Ces inconvénients du modèle ne peuvent être en partie levés que par une séparation véritable de la fonction de transport et par un contrôle permanent de l'autorité de régulation. Le tableau 3 présente la situation des pays de l'UE dans la réalisation des réformes sectorielles.

Tableau 3 : La carte des réformes concurrentielles en 2002 dans les pays de l'UE

Electricity Market Reform Progress in EU Countries
(October 2002)

	<i>Declared Market Opening (% of total)</i>	<i>Large Eligible Customers Switch (% 1998-2001)</i>	<i>Full Market Opening (date)</i>	<i>Unbundling Transmission</i>	<i>Unbundling Distribution</i>
Austria	100	20-30	2001	Legal	Accounting
Belgium	52	2-5	2007	Legal	Legal
Denmark	100	>50	2003	Legal	Legal
Finland	100	Unknown	1997	Ownership	Management
France	37	10-20	2007	Management	Accounting
Germany	100	20-30	1998	Legal	Accounting
Greece	34	nil	2007	Legal/Management	Accounting
Ireland	56	10-20	2005	Legal/Management	Management
Luxembourg	57	10-20	2007	Management	Accounting
Italy	70	>50	2007	Ownership/Legal	Legal
Netherlands	63	20-30	2003	Ownership	Legal
Portugal	45	5-10	2004	Legal	Accounting
Spain	100	10-20	2003	Ownership	Legal
Sweden	100	Unknown	1998	Ownership	Legal
United Kingdom	100	>50	1998	Ownership	Legal

Source: EU Commission.

Une extension de l'ATR : l'opérateur indépendant de système

Dans les pays où un grand nombre d'entreprises intégrées existent sur des territoires adjacents de dimension parfois relativement petite, le cas des Etats-Unis en particulier, et où se posent les problèmes de créer des organismes régionaux de transport (Regional Transmission Organization. RTO), il a été défini des entités indépendantes chargées de la fonction de transport, mais dont les activités sont souvent plus larges que celles dévolues au gestionnaire du réseau dans le modèle de l'ATR. Elles portent le nom d'opérateur indépendant de système (Independent system operator.ISO).

Un ISO est responsable de la gestion technique des transactions, des opérations de transport, du dispatching, des opérations de surveillance du réseau et du maintien de sa fiabilité, des programmes d'investissement et de maintenance, et de la gestion des services auxiliaires (régulation de la fréquence, de la tension et de la puissance réactive, traitement des congestions, réserves de capacité).

Les membres d'un ISO sont généralement des sociétés intégrées qui conviennent de coopérer pour le service de transport et de déléguer pour cela le fonctionnement de leur réseau à un opérateur indépendant, moyennant une juste rétribution des actifs. Le ISO n'est pas propriétaire des lignes, mais dispose sur elles d'un droit d'usage. C'est souvent une entité à but non lucratif (not-for-profit entity), gérée techniquement par une agence indépendante et supervisée par un comité des actionnaires membres. Aux Etats-Unis, on compte au moins 5 ISOs : PJM (Pennsylvanie, New-Jersey, Maryland), New-England (NEPOOL), New York (NYPP), Midwest et Californie.

A l'opposé du ISO, le Transco (Transmission company) est une entité indépendante qui gère et qui possède le réseau de transport. Il est créé après cession des actifs de transport d'une ou plusieurs entreprises intégrées à une nouvelle entité. Il exerce une fonction complètement commerciale en vendant aux termes de contrats des droits de réservation de capacité et d'accès sur ses lignes.

Le débat en cours aux Etats-Unis concerne le choix entre les deux solutions ISO et Transco pour la construction des réseaux régionaux de transport : le transport d'électricité et toutes les fonctions annexes sont-ils mieux assurés par des mécanismes de coordination entre les entreprises de production ainsi que par des accords réciproques sur le libre transit (open access) et sur le partage des moyens mis en œuvre (ISO) ou bien par des mécanismes de marché et par le biais d'entreprises commerciales supposées être plus efficaces et avoir de meilleures dispositions à l'innovation ?

Un autre terme générique utilisé également dans la littérature américaine est celui de Gridco : entité composée des propriétaires de réseaux de transport, déléguant ou non la gestion à un ISO, mais restant responsable de la maintenance et de l'investissement, ou opérant sur le mode Transco.

La régionalisation des réseaux, ou leur transnationalisation dans le cas de l'UE, accroît les responsabilités du gestionnaire local ou national de chaque réseau puisque celui-ci doit également assurer la gestion des importations, exportations et des transits transfrontaliers, eux-mêmes superpositions de contrats de long terme et de livraisons temporaires par différents opérateurs (exemples des transits France-Italie et France-Grande-Bretagne). Les régulateurs nationaux doivent aussi contrôler les dispositifs adoptés pour ces transactions, en

concertation avec les régulateurs des pays concernés. Selon l'Article 7 de la Directive européenne *"le gestionnaire du réseau fournit au gestionnaire de tout autre réseau avec lequel son réseau est interconnecté des informations suffisantes pour garantir un fonctionnement sûr et efficace, un développement coordonné et l'interopérabilité du réseau interconnecté"*.

Les industries électriques comme industries de réseau

La fonction de transport est un élément central du système électrique, techniquement et économiquement. Pour les producteurs, un libre accès au réseau est considéré comme une condition impérative pour qu'une concurrence puisse réellement s'exercer entre eux. Le modèle de l'ATR et la constitution des ISOs sont un premier pas en ce sens, amorce d'une ouverture encore plus grande telle que proposée par le modèle suivant du pool.

Pour les consommateurs également, l'accès au réseau est la condition indispensable pour qu'ils puissent utiliser l'électricité, avant même que se pose la question du choix de leur producteur. Ce rappel d'évidence permet de révéler un fait trop implicite dans les débats actuels au sein des pays industrialisés, et trop négligé lorsque ces débats concernent les pays en développement, celui que les réseaux de transport et de distribution de l'électricité sont dans les premiers pays partout en place et que les enjeux s'y concentrent alors sur les prestations de service associés et sur leurs modalités.

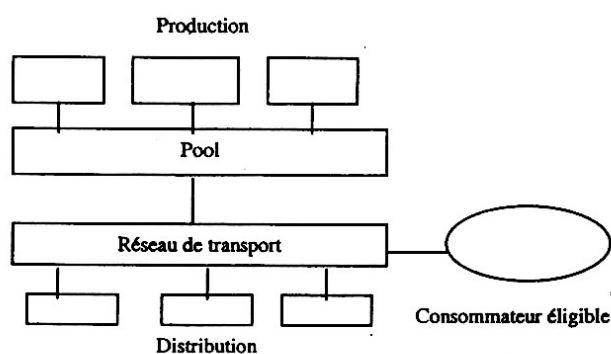
En réalité, ce que montre clairement la situation des pays où ces réseaux sont beaucoup moins développés est que les obligations de service public sont aussi reliées "techniquement" à la présence d'infrastructures. Celles-ci deviennent pour des raisons économiques des monopoles naturels, mais aussi des réseaux de solidarité entre les citoyens d'un pays. Leur être raccordé est le signe d'une appartenance politique et sociale renforcée. Le service de base auquel aspire la majorité de la population demeure encore l'extension du réseau de distribution, et par contrecoup celui du transport d'électricité, dont la création ou l'extension est alors l'enjeu essentiel. Mais l'une et l'autre sont souvent en dehors du pouvoir des utilisateurs non raccordés.

Ces questions se posent de façon similaire pour toutes les industries de réseau (transports, télécommunications, eau, gaz). Ces industries sont caractérisées :

- par de forts rendements croissants, à la base de leur constitution en monopoles naturels,
- par des "effets externes" : par exemple, les bénéfices d'un accroissement des investissements sont partagés entre tous les utilisateurs, de même pour l'amélioration de la fiabilité des réseaux (effets positifs) ; dans les réseaux électriques, des effets négatifs sont l'existence des flux parallèles (loop flow) et des congestions, externalités qu'on cherche à internaliser grâce à la coordination entre opérateurs,
- par des effets structurants sur les économies locales et nationales.

Dans les pays en développement, spécialement ceux d'Afrique subsaharienne, le dilemme est que les bailleurs de fonds imposent un modèle concurrentiel alors que les réseaux y sont très peu développés. Dans le secteur électrique, cela conduit à établir un périmètre concédé où le réseau est à peu près établi et à confier les utilisateurs non raccordés à la bienveillance de l'Etat pour qu'il réalise ce réseau.

MODELE 4 : LES POOLS ET LES BOURSES DANS L'ORGANISATION DES MARCHES DE GROS



Au départ, ce modèle peut être interprété comme une transposition du modèle 2 où la fonction d'acheteur unique serait réalisée non plus par un seul opérateur, mais par un ensemble de d'opérateurs et d'acteurs rassemblés dans un collectif dénommé pool. L'innovation essentielle est que les relations entre ces multiples intervenants suivent alors des règles marchandes et que les transactions ont lieu sur différents marchés, ceux des produits, principalement de l'électricité de gros (bulk power/wholesale power), et ceux des services.

Le terme de pool a une signification très large. D'origine américaine, il désigne un vaste spectre d'arrangements coopératifs entre les entreprises électriques intégrées. Initialement, ces pools ont été créés sur la base d'arrangements techniques : achats bilatéraux (saisonniers, à "bien-plaire", de secours), partage des équipements de réserve, harmonisation des protocoles de transport, etc. Ils avaient pour but, grâce à ces formes de coopération, d'assurer une plus grande stabilité des systèmes, de réduire les coûts de production et de transport de l'électricité. On les a classés en deux catégories : les pools "stricts" (tight) et les pools "lâches" (loose) selon l'existence ou non d'un dispatching commun. Ces types de pools, surtout les pools lâches, sont encore actifs, mais on les trouve surtout dans les échanges internationaux (UCTE, COMELEC, SAPP...).

Ce qui est source de confusion, on utilise actuellement ce même terme de pool pour désigner aussi des arrangements marchands où les échanges commerciaux occupent une place centrale, où la concurrence entre les producteurs s'exerce par le biais des prix, et où les transactions sont totalement libres (sous réserve des contraintes de fiabilité des réseaux). Les pools créés depuis 1990 en Grande-Bretagne (The Pool), dans les pays scandinaves (Nordpool), aux Etats-Unis, en Australie, en Argentine... relèvent de cette catégorie.

On trouve parfois défini dans la littérature le pool sous le sens plus étroit de bourses d'électricité (power exchanges market), le réduisant ainsi à la seule dimension de l'organisation des marchés

Bien qu'encore une fois la terminologie ne soit pas réellement fixée et que les structures sectorielles effectivement établies dans les différents pays aient tendance à en brouiller le sens par des définitions essentiellement locales, il est préférable de concevoir un pool comme la superposition de deux fonctions :

- celle d'organisation des marchés, éventuellement sous la supervision d'un gestionnaire, coordinateur ou administrateur (independent market operator/administrator), et
- celle d'organisation du transport et de contrôle des flux d'électricité sur le réseau (gestionnaire du réseau, ISO...).

Ces deux fonctions peuvent être alternativement assurées par une seule entité ou par deux entités distinctes (débat PX/ISO dans la littérature américaine).

Les acteurs en présence sur les marchés

Deux catégories d'acteurs sont à distinguer :

- les producteurs d'électricité (entreprises intégrées ou indépendants) détenteurs de moyens de production et capables d'approvisionner les consommateurs finals ou d'autres fournisseurs sur le marché de gros,
- les fournisseurs sans moyens de production, achetant et revendant sur ce marché, en particulier
 - les courtiers (brokers) agissant en tant qu'intermédiaires entre vendeurs et acheteurs et étant rémunérés sur la base de la valeur des transactions traitées,
 - les négociants (traders) assumant une fonction de négoce (achat et revente d'électricité en gros), en relation avec des fournisseurs, des distributeurs, des clients éligibles et autres traders, et proposant des produits et services diversifiés.

Les activités de négoce et de courtage se sont particulièrement développées sur les marchés libéralisés (Grande-Bretagne, Allemagne, Europe du nord). Pour l'Europe, les volumes négociés ont atteint en 2000 près de 4 000 TWh, dont 972 TWh pour la seule Allemagne, soit deux fois la consommation de ce pays.

Aux Etats-Unis, divers agents sont également présents : load aggregators, supply coordinators, scheduling coordinators, power marketers, speculators. On y compte plus de 200 traders.

Nature et modalités des transactions dans le pool

La structuration des marchés du pool et l'organisation des transactions dépendent de la nature du pool : obligatoire et non obligatoire (facultatif, volontaire).

Dans le premier cas (Angleterre-Galles jusqu'en 2000, Espagne, Australie), tous les producteurs (au moins ceux dont la capacité installée est supérieure à 10 MW dans le pool Angleterre-Galles) doivent participer au pool, c'est-à-dire que les transactions bilatérales ne sont pas autorisées, sauf s'il s'agit de contrats financiers (hedging contracts) les protégeant contre les fluctuations de prix du marché spot.

Sur le pool britannique, le marché spot était un marché semi-horaire à J – 1 (marché ouvert la veille pour le lendemain). La demande étant supposée connue, les producteurs soumettaient

leurs offres et le prix retenu était celui de l'enchère la plus élevée (System marginal Price), auquel s'ajoutait un terme pour le paiement de la capacité, destiné à compenser les producteurs pour la mise à disposition de MW, même si leurs unités n'étaient pas sollicitées par le dispatching. Leur somme donnait le Pool Purchase Price. La National Grid Company (gestionnaire du réseau) appelait les centrales des producteurs qui soumettaient des offres inférieures au prix spot, reproduisant les procédures classiques d'appel d'offres par ordre de mérite. Ces producteurs étaient rémunérés tous uniformément sur la même base.

Ce système, passablement compliqué et donnant lieu à des enchères fictives pour faire monter le prix spot, a été abandonné et remplacé fin 2000 par le NETA "New Electricity Trading Arrangements".

Dans les pools non obligatoires, les plus répandus actuellement, plusieurs compartiments de marché ont été développés à côté du marché des contrats bilatéraux de moyen et long terme entre producteurs, intermédiaires, distributeurs et consommateurs éligibles :

- le marché spot ou bourse d'échanges, où les transactions s'opèrent en général à J - 1, mais peuvent s'arrêter seulement 2 ou 3 heures avant que le relais soit pris par le gestionnaire du réseau ; il permet les transactions anonymes sur les offres et demandes et fait émerger des prix horaires ou semi-horaires d'équilibre servant de référence aux contrats bilatéraux ; le gestionnaire technique appelle d'abord les unités engagées par les contrats bilatéraux et ensuite les unités retenues par le pool et classées par ordre de prix variables croissants ; des modalités particulières (market clearing) peuvent intervenir pour substituer des "unités-spot" à des "unités-contrats" ;
- le marché d'ajustement des écarts ou d'équilibre (balancing market) destiné :
 - à assurer l'équilibre offre-demande en temps réel en procédant à des enchères auprès des producteurs qui ont des capacités en réserve et qui peuvent les placer instantanément, ou en demandant à des utilisateurs de se retirer,
 - à résoudre les congestions du réseau, le gestionnaire devant mettre en route des centrales géographiquement mieux placées, mais plus chères, à la place de centrales mal placées, mais plus économiques, et procéder à un redispatching, la solution de repli étant de réduire la demande dans la zone congestionnée ; des modalités diverses sont utilisées par les gestionnaires du marché et du réseau pour surmonter les problèmes de congestion, selon qu'ils sont occasionnels ou structurels (Explicit/implicit auction, market splitting, counter-trading) ; si le gestionnaire du réseau est la filiale d'un producteur (cas du RTE en France par rapport à EDF), ce producteur est souvent le vendeur en dernier ressort ;
- le marché des services auxiliaires : réglage des paramètres de transport, gestion des réserves ;
- le marché des échanges transfrontaliers impliquant les acteurs de plusieurs pays.

Dans certains pools (Nordpool, Californie), on peut ainsi trouver à l'intérieur du pool six ou sept compartiments du marché, chacun ayant leurs propres procédures de gestion, mais restant néanmoins reliés entre eux. La complexité de la structure devient vite considérable et la gestion des opérations requiert des moyens de calcul très puissants.

Des distinctions supplémentaires sont également établies entre les pools :

- ex-ante/ex-post-pools : dans les premiers, le prix d'achat par les distributeurs est déterminé à partir des offres et des demandes reçues à l'issue des enchères ; dans les seconds, ce prix est déterminé à partir de l'offre et de la demande effectives ;
- one/two sided pools (pool d'offre ou d'offre-demande) : dans les premiers, seuls les offreurs sont présents sur le marché spot, la demande étant prévue par le gestionnaire du pool ; dans les seconds, le pool enregistre simultanément les enchères des producteurs et des consommateurs (ou des intermédiaires et distributeurs qui les représentent).

Il faut aussi souligner que le marché spot n'est pas un marché en temps réel, mais toujours un marché décalé du fait des caractéristiques propres de l'électricité. Cela a une incidence sur la répartition des fonctions entre l'administrateur du marché et le gestionnaire du réseau. Le rôle de ce dernier est d'autant plus important que les transactions ont lieu peu de temps avant le temps réel, tandis que dans la phase d'enchères et de pre-dispatching le premier a une place prépondérante. Il reste que certains sont partisans de confier les deux fonctions à une entité unique.

Ces rôles respectifs sont illustrés dans les deux exemples suivants.

Rôle du gestionnaire de réseau (ISO) dans le pool PJM (Etat-Unis)

Ce pool rassemble 9 compagnies d'électricité des Etats de Pennsylvany, du New Jersey et du Maryland (57 000 MW, 540 sites de production et distribution). Ces compagnies sont tenues de disposer en permanence de 118% du maximum de la puissance appelée, mais ont le droit d'acheter des MW d'équilibre sur le ICAP (Installed Capacity Market).

Les fonctions assumées par ISO sont les suivantes :

- organisation du marché à J – 1,
 - soit les participants soumettent leurs offres (prix et quantités) et sont, si retenus, dispatchés,
 - soit ils soumettent des offres résultant de contrats bilatéraux qu'ils dispatchent eux-mêmes, mais ces offres sont néanmoins pris en compte.

ISO en déduit les prévisions de charge du jour suivant pour la totalité des participants du pool.

- ISO procède à l'optimisation des offres en classant les centrales à appeler par ordre de mérite (minimisation des coûts) et en tenant compte des échanges bilatéraux ;
- un programme calcule les prix spot d'injection d'1 MW en chaque nœud du réseau (nodal pricing), ces prix incorporant le coût de l'énergie et le coût du transport en ce nœud. Ce calcul est réalisé toutes les 5 minutes pour les 16 000 nœuds du réseau PJM ;
- ISO assure en permanence la compensation des pertes en ligne et les services auxiliaires par des moyens à sa disposition et en répercutant les coûts sur tous les participants proportionnellement à leur durée d'utilisation du réseau.

Description schématique du pool californien

Créé en mars 1998, ce pool rassemble une cinquantaine de participants. La capacité installée est de 54 GW et la production de 275 TWh (1999).

Il existe plusieurs marchés imbriqués

- le marché spot,
- le marché à un jour,
- les marchés à un jour et à une heure pour le transport et les services auxiliaires,
- une trentaine de marchés à terme, gérés par les Scheduling Coordinators (SC) et coordonnant les transactions qui passent par des contrats bilatéraux ; l'un d'eux est le Power Exchange (PX), sorte de marché "officiel" de la Californie sur lequel les trois entreprises intégrées existantes ont obligation pendant quatre ans de soumettre leurs enchères.

Un Independent System Operator (ISO) gère le marché spot et tous les services de transport.

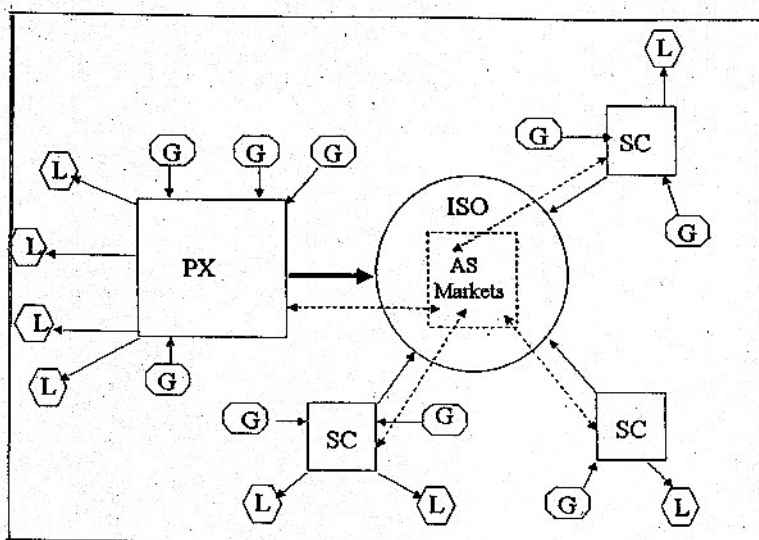
PX et ISO assurent la coordination du pool de façon séquentielle.

- Le marché à un jour, ouvert chaque matin de 7 h à 10 h, reçoit les propositions d'achat/vente des participants du PX pour chaque heure du jour suivant. Ces propositions sont globales et ne spécifient pas nécessairement les unités de production qui seront utilisées (enchères de portefeuille). Le PX établit les courbes d'offre et de demande d'électricité en chaque heure, leur intersection donnant les prix horaires de marché.
- Les soumissionnaires retenus transforment leurs enchères initiales en propositions fermes d'injection dans le réseau ou de soutirage du réseau, cela pour chaque heure et pour chaque zone. Les SC bénéficient pour ce faire d'un délai supplémentaire par rapport aux producteurs (offre) et aux distributeurs et Load Agregators (demande) soumissionnant individuellement. L'agrégation des propositions conduit à un programme prévisionnel équilibré heure par heure.
- A partir de ce programme, ISO réalise l'allocation des capacités de transport, résoud les congestions entre zones et à l'intérieur des zones, et détermine les prix de transport. La procédure itérative utilisée est complexe. Elle repose sur un arbitrage demandé par ISO aux SC, entre les gains ou pertes consécutifs à un déplacement des livraisons et réceptions d'un segment avec congestion (prix supérieur) vers un autre sans congestion (prix inférieur).
- ISO gère ensuite les transactions sur le marché des services auxiliaires : réglage de la tension, de la fréquence, de la puissance réactive, et appel aux réserves de capacité fixes et tournantes. Les délais de réponse des producteurs pour ces services sont comprises entre une minute (fréquence ...) et une heure (réserve). Ceux-ci soumettent leurs propositions à participer à ces marchés en même temps que leurs propositions précédentes d'offre. Ils sont appelés, si nécessaire, en fonction des offres de prix soumises.

- Des marchés à une heure fonctionnent selon des procédures similaires sur tous les compartiments précédents. PX équilibre les transactions offre/demande et ISO règle les services de transport et les services auxiliaires.
- Enfin, ISO gère le marché spot en temps réel sur la base des programmes prévisionnels établis à un jour et à une heure. Pour l'équilibre instantané offre/demande et pour les fonctions de réglage et de réserves, les ressources supplémentaires possibles sont celles dégagées sur les marchés des services auxiliaires. Les prix spot sont déterminés toutes les 10 minutes et sont une des bases de la rémunération des producteurs.

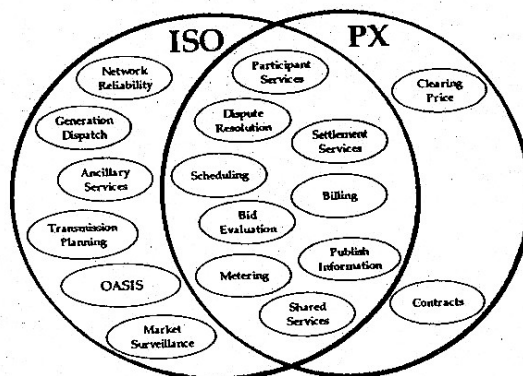
Suite à l'effondrement de ce pool début 2001, plusieurs des dispositifs précédents ont été révisé.

Graphique 5 : Les acteurs du pool californien



SC : Scheduling coordinator
 G : Générateur
 L : Load agregators

Graphique 6 : Le recouvrement des fonctions assumées par PX et ISO



Les marchés financiers

A côté des marchés de gros "physiques" où les transactions portent sur la vente et l'achat d'électricité et à côté des contrats bilatéraux entre les producteurs et les utilisateurs, les pools comportent aussi des compartiments de marchés financiers dont le rôle majeur est de protéger les divers acteurs contre la volatilité des prix sur les différents marchés cités précédemment. Dans les marchés concurrentiels où les arbitrages sont très nombreux et très rapides, ces prix peuvent varier de façon très importante en raison d'événements fortuits (température extérieure, pointe inattendue, défaillance de groupes, sous-capacités provisoires, congestions) et pour des raisons multiples (variations du cours des matières premières, mouvements spéculatifs, sous-capacités structurelles).

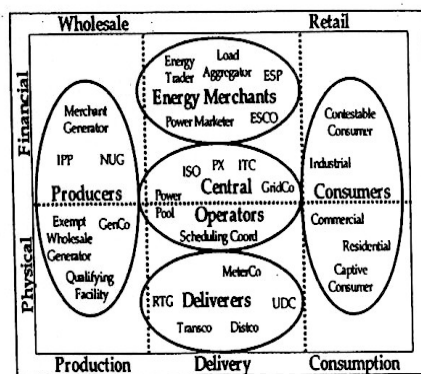
Les acteurs entendent se prémunir contre les risques de prix et d'approvisionnement en recourant à des marchés particuliers de couverture ou de produits dérivés, complétant ainsi les transactions physiques par des transactions "papier".

De nombreux produits existent. Les plus usuels peuvent être regroupés en trois catégories :

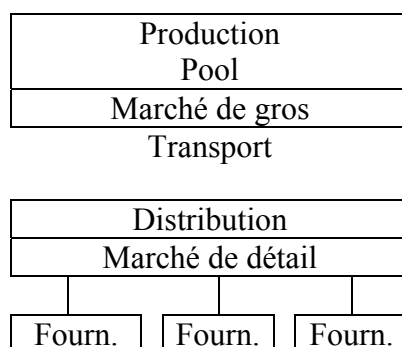
- les marchés à terme (forward market/forward contracts) : les parties conviennent d'une transaction sur un prix fixé pour une livraison ultérieure ; des compensations ont lieu entre acheteur et vendeur sur la base du prix du marché enregistré au moment de la livraison, mais celle-ci n'implique pas nécessairement l'échange physique de l'électricité ; ce type de contrat est aussi appelé "contract for differences" ;
- le marché des "futures" (futures contracts) : les contrats passés sont analogues aux précédents, mais ils sont standardisés et échangés sur un marché organisé ;
- les contrats d'option : ils confèrent le droit, mais non l'obligation, d'acheter (call option) ou de vendre (put option) un certain volume d'électricité à un prix fixé et durant une période de temps donnée ; le droit d'option est équivalent à un paiement de la puissance souscrite lorsque le contrat est signé et au règlement du prix de l'énergie lorsque celle-ci est réellement livrée.

Ces divers types de contrats sont négociés, soit dans les bourses commerciales (NYMEX), soit à l'intérieur des pools électriques. Le graphique 7 retrace les limites entre physique et financier sur les divers marchés.

Graphique 7 : Disposition schématique des acteurs selon leurs fonctions



MODELE 5 : LE MARCHE DE LA VENTE DE DETAIL



L'organisation d'un marché de détail (Retail market) et de la concurrence sur la fourniture d'électricité marque l'ouverture totale du marché électrique. Tous les consommateurs ont alors le choix de leurs fournisseurs, au même titre que les clients éligibles.

Ils sont à même de négocier les prix d'achat et les conditions d'approvisionnement (types de produits et de services offerts, gestion multi-énergies), déplaçant la relation tarifaire antérieure avec le distributeur local vers une recherche d'avantages concurrentiels, s'alignant en définitive sur les pratiques actuellement courantes en matière de télécommunication. Cela n'est possible que si les intermédiaires et les fournisseurs engagent de leur côté des négociations avec les opérateurs du marché de gros et s'assurent du bon fonctionnement des connexions physiques entre la production, le transport et la distribution. L'ouverture concurrentielle en aval implique celle en amont, mais l'inverse n'est pas obligatoire.

Cette libéralisation de la partie aval de la filière électrique s'est opérée à la suite d'une double segmentation :

- la distinction entre distribution et fourniture d'électricité, l'une consistant en l'acheminement de l'électricité sur les réseaux MT/BT jusqu'aux consommateurs finals, l'autre étant la fonction commerciale attachée à la distribution physique ; un fournisseur est une entité qui alimente au moins un consommateur final, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée sur un marché (négoce) ; la fourniture comporte diverses fonctions associées : marketing, comptage, facturation, encaissement, qui peuvent être aussi individualisées ou sous-traitées ;
- la déintégration horizontale des entreprises intégrées amont-aval (cession des actifs de distribution, introduction de nouveaux fournisseurs indépendants), de façon à éviter les risques de position dominante des entreprises historiques et à assurer une concurrence équitable entre tous les fournisseurs.

Le tableau suivant montre l'extrême diversité des situations dans les pays européens (dernière colonne). Pour le Royaume-Uni, on note la présence de 12 sociétés régionales de distribution (REC) créées en 1990 après le démantèlement du CEGB.

Tableau 4 : Les sociétés d'électricité en Europe

Source : J.L.Guièze

PAYS	GRT/ GRD	STRUCTURE ET PROPRIETE	PERSPECTIVES 2004
ALLEMAGNE	4 GRT	Filiales des producteurs	Révision de la loi sur l'électricité EnWG
		Cies régionales et municipales	Régulation par Reg TP
BELGIQUE	ELYA	Filiale 100% Electrabel	Introduction partielle en Bourse
	28 distributeurs	Intercommunales	Séparation de la gestion
ESPAGNE	REE	Société indépendante	Mise en place du marché ibérique (MIRFI)
	299 distributeurs	Certains intégrés à des groupes GRD filialisés	
FRANCE	RTE	Entité autonome au sein d'EDF	Filialisation
	EDF + DNN	GRD/ EDF entité identifiée	Mise en place d'un OC élec./gaz Séparation gestion et comptes
		DNN ?	Séparation comptable
ITALIE	GRTN	Entreprise publique (50 % TERNA)	Privatisation partielle de TERNA Fusion GRT élec/ gaz
	178 distributeurs	Filiales de l'ENEL ou Régies municipales	Privatisation partielle des régies
PAYS BAS	TeneT	Entreprise publique	Vente à TeneT des réseaux HT des distributeurs ?
	20 distributeurs	GRD filialisés (Cies régionales et municipales)	Privatisation des distributeurs
PAYS NORDIQUES (DK, F, N, S)	5 GRT (2 au DK)	Sociétés indépendantes	
	595 distributeurs	GRD filialisés (DK et S) ou non (F et N)	Séparation des GRD en F et N
PORTUGAL	REN	Entreprise publique	Fusion GRT élec/gaz puis introduction en bourse ?
	EDP	GRD identifié	Séparation gestion GRD Poursuite privatisation EDP (30 %)
ROYAUME UNI (Angleterre, P. Galles)	NGC	Société indépendante	Fusion avec GRT Gaz
	12 RECs	GRD filialisés (certaines RECs regroupées)	Concentrations verticales / horizontales ?

Pour des raisons pratiques et pour prévoir une phase de rodage dans l'exercice des modalités concurrentielles en aval, l'ouverture a souvent été progressive dans les pays qui ont adopté ce était au départ limitée aux utilisateurs appelant au moins 1 MW.

Quelques remarques peuvent être faites à propos de ce modèle sectoriel :

- nécessité de dispositifs d'enregistrement sophistiqués et coûteux des consommations (compteurs physiques et comptabilité commerciale sur chaque niveau de transaction) ; en pratique, on évite d'accroître le coût du comptage, surtout pour les petits consommateurs, grâce à la définition de profits-types selon les catégories d'utilisateur ;
- rentabilité incertaine du négoce en raison des marges unitaires faibles : la sensibilité au prix de l'électricité n'est pas très élevée, elle peut l'être davantage sur les services proposés (optimisation de la puissance souscrite, offres multi-énergies); les fournisseurs cherchent à fidéliser leurs clients, lesquels hésitent d'ailleurs à basculer d'un fournisseur à l'autre (quelques pourcents en Allemagne et Norvège, 25-30% en Grande-Bretagne) ;
- diversification nécessaire des produits et des services selon les niveaux de consommation annuelle : les très gros utilisateurs (souvent aussi autoproducteurs) recherchent des garanties sur le bas prix de l'électricité de façon à stabiliser leurs coûts de production ; les utilisateurs industriels sont sensibles à des arguments différents tels que la gestion de l'énergie dans leurs entreprises, la fiabilité de leurs approvisionnements, la crédibilité du fournisseur.

Le fonctionnement de ces divers compartiments du marché de détail peut ressembler à celui des marchés d'autres produits, conduisant certains à considérer l'électricité comme une commodité ordinaire. L'existence indispensable pour l'instant des infrastructures de réseau pour transporter et acheminer cette électricité maintient cependant des spécificités particulières, surtout lorsque le maillage est encore incomplet. L'électricité "distribuée" serait pour ses partisans le seul moyen de s'affranchir de ces rigidités et de dépasser totalement les contraintes liées aux monopoles naturels.

LEXIQUE²

Accès des Tiers au Réseau (ATR) : mode d'ouverture du marché électrique prévu par la Directive européenne qui permet à chaque client éligible ou à chaque producteur d'accéder au réseau de transport contre le paiement d'un droit d'accès.

Accès direct : possibilité donnée à un consommateur d'acheter directement son électricité plutôt que de passer par un distributeur local.

Accès régulé des Tiers au Réseau : dans le cas de l'ATR régulé, les tarifs d'accès au réseau sont des tarifs publics établis par le régulateur, alors que dans le cas de l'ATR négocié, les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs, ...) au cas par cas.

Bourse d'échange (Power exchange-PX) : marché spot où ont lieu les enchères à la vente et à l'achat d'énergie de la part des producteurs et des utilisateurs (ou des intermédiaires qui les représentent).

Cession d'actifs (divestiture) : changement de propriété sur les actifs de tel ou tel segment d'une entreprise intégrée, par exemple, cession des actifs de transport et de distribution pour réduire la propriété aux seules unités de production.

Charge d'accès : charge perçue sur un fournisseur pour accéder au réseau de transport d'une entreprise, au système de distribution, ou pour envoyer de l'électricité sur le réseau d'un tiers.

Client éligible : consommateur d'électricité autorisé, pour alimenter un de ses sites, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité de son choix, dans son pays ou ailleurs.

Cogénération: production simultanée de chaleur et d'électricité.

Compagnie de distribution (Disco) : compagnie qui construit et entretient les lignes de distribution.

Comptage : comptabilisation des différentes caractéristiques de l'électricité produite ou consommée (puissance, fréquence, énergie active, ...).

Consommateur captif : client qui dépend d'un seul fournisseur pour acheter l'électricité.

Contrat bilatéral : contrat direct conclu entre un producteur et un utilisateur ou entre un producteur et un courtier (broker) en dehors du pool.

² Etabli à partir du Rapport 2000 de la CRE (Paris) et de l'ouvrage de l'AIE "Competition in Electricity Market" (2001).

Corporatisation : application aux entreprises publiques des principes de gestion en vigueur dans les autres entreprises industrielles (autonomie, équilibre comptable...).

Courtier (broker) : intermédiaire entre vendeurs et acheteurs, tant dans le cadre des contrats bilatéraux que dans celui des échanges sur les bourses, sans disposer d'installations de production et transport, et sans être propriétaire de l'électricité échangée.

Coûts échoués : coûts résultant des politiques choisies ou imposées aux opérateurs historiques avant l'ouverture du marché qui ne peuvent pas être couverts par les conditions du marché ouvert à la concurrence.

Coûts évités : lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait pu produire lui-même. Les économies induites par la non-production de cette énergie constituent les coûts évités.

Dispatching : agrégation et répartition de la production provenant de multiples unités.

Dissociation comptable ("unbundling") : obligation faite aux entreprises intégrées de tenir des bilans et comptes de résultats séparés pour les activités de production, de transport, de distribution et les autres activités. Ces comptes, ainsi que les relations financières entre les entités dissociées (protocoles) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs.

Distribution : processus de transfert de l'électricité du réseau de transport à l'utilisateur final.

Eligibilité : tout consommateur final dont la consommation d'électricité durant l'année civile précédant sa demande de reconnaissance est égale ou supérieure à un seuil fixé. Le site de consommation d'électricité est constitué par l'établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements.

Fournisseur : entité qui alimente au moins un consommateur final, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée sur un marché. Lorsque le fournisseur agit pour le compte d'un producteur qui le rémunère, c'est un agent commercial ("broker") ; lorsqu'il achète de l'électricité pour la revendre, c'est un négociant ("trader").

Fournisseur de détail : chargé d'acheter l'électricité aux points d'approvisionnement en gros (bulk supply) et de la vendre aux consommateurs de détail.

Fourniture électrique : on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique "de base" (ou "ruban") qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année,
- la fourniture de "semi-base" (essentiellement durant l'hiver),
- la fourniture de "pointe" qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année,
- la fourniture "en dentelle" qui constitue un complément d'une fourniture de "ruban".
-

Futures : transaction par l'intermédiaire d'un contrat pour la livraison d'une commodité à une échéance donnée et pour prix convenu lors de l'achat ; ce prix est basé sur le prix du marché.

Gestionnaire du réseau de transport (GRT) : entité responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de transport ainsi que des interconnexions avec l'étranger. Le gestionnaire du réseau est également chargé de gérer à tout instant les flux d'électricité et de garantir la sécurité et l'efficacité du réseau, d'élaborer chaque année un programme d'investissement et doit assurer, de façon non discriminatoire, l'appel des différentes installations de production. En France, le GRT est un service d'EDF, le Réseau de Transport Electrique (RTE), autonome au sein de l'établissement public.

Intégration verticale : arrangement par lequel la même compagnie possède en propre les moyens de production, de transport et de distribution, et procède à toutes les activités correspondantes (production, vente, fourniture...).

Ligne directe : liaison électrique, complémentaire au réseau interconnecté, qui relie un producteur et un consommateur.

Marché à terme : marché où une commodité est vendue et achetée pour une livraison à une échéance donnée.

Marché de détail : marché dans lequel l'énergie et autres services sont vendus à l'utilisateur final.

Marché de gros (Wholesale market, bulk market) : marché organisé entre les producteurs et les revendeurs, les uns et les autres procédant entre eux à des négociations de vente et d'achat d'électricité.

Marché spot : marché pour la livraison immédiate d'un bien, définition étendue au cas de l'électricité bien que cette livraison n'ait jamais lieu instantanément à l'issue de la transaction.

Monopole naturel : situation dans laquelle une entreprise peut satisfaire un niveau de production donné à un coût total plus bas que le feraient plusieurs entreprises (économie d'échelle).

Négociant (trader) : assume une fonction de négoce (achat-revente) en relation avec des fournisseurs, des distributeurs, des clients éligibles et d'autres négociants, et proposent divers types de services.

Obligation d'achat : dispositif législatif entraînant en France, EDF et les Distributeurs non nationalisés (DNN), à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production à des conditions imposées.

Opérateur indépendant du système (ISO) : opérateur indépendant des autres opérateurs et responsable de l'équilibre instantané du réseau ; contrôle le dispatching des unités "appelables" pour s'assurer que la puissance fournie équilibre la puissance appelée.

Ordre de mérite : classement d'appel des unités de production sur la base de leur coût variable croissant.

Paiement de capacité : paiement aux producteurs proportionnel à la capacité de production utilisable.

"Pancaking" : système de facturation des coûts de transport par superposition des charges imposés par les divers systèmes de transport assurant le transit.

Pool : entité regroupant divers opérateurs et utilisateurs où les transactions offre-demande s'effectuent selon des mécanismes de marché. Elle comprend les fonctions exercées par la bourse d'échanges et celles d'opérateur du système, assumées ou non par un seul organisme.

Prix nodal : prix de l'énergie et des services de transport défini pour une localisation précise (nœud du réseau).

Production distribuée : production dont les équipements correspondants sont localisés près du lieu de consommation et qui ne nécessite pas d'être acheminée par un réseau de transport.

Profil de charge : étude des habitudes de consommation des utilisateurs pour estimer la puissance appelée aux différentes heures de la journée et servant de base à leur facturation ; constitue un moyen alternatif à l'enregistrement par compteur.

Protocole d'accès : accord interne, équivalent au contrat d'accès aux réseaux régissant au sein de l'entreprise EDF l'accès au réseau de EDF-Production ou de EDF-Distribution.

Redispatching : mode de réduction des congestions par l'opérateur système consistant à appeler des unités supplémentaires de production dans les zones où la demande excède l'offre et à limiter la production dans celles où l'offre excède la demande.

Réseau interconnecté : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Services systèmes ou services auxiliaires : services nécessaires pour transmettre l'énergie depuis les groupes de production jusqu'aux charges tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique. Parmi ces services, on distingue le réglage de la puissance active et de la fréquence, le réglage de la tension et du réactif, la maîtrise des régimes perturbés et la reprise de service après incident.

Subventions croisées : action qui consiste à utiliser ses marges sur un marché donné (par exemple une activité en situation de monopole) pour vendre en dessous des prix de revient sur un autre marché (par exemple un marché concurrentiel).

Tarif timbre poste : mode de facturation des services de transport indépendant de la localisation des injections sur le réseau ou des soutirages du réseau.

Transco : compagnie indépendante du transport, qui est engagée seulement dans le transport "en gros" de l'électricité, qui est propriétaire des actifs et qui gère le système.

Transport : acheminement de l'électricité de "gros" (HT/MT) d'une source de production à un distributeur ou à un utilisateur.

Zone de réglage : zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire ; il existe une seule zone de réglage en France mais certains pays peuvent en compter plusieurs.