

Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité

Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne

Jacques Percebois



Édition électronique

URL : <http://economiepublique.revues.org/348>
ISSN : 1778-7440

Éditeur

IDEP - Institut d'économie publique

Édition imprimée

Date de publication : 15 janvier 2004
ISBN : 2-8041-3945-X
ISSN : 1373-8496

Référence électronique

Jacques Percebois, « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité », *Économie publique/Public economics* [En ligne], 12 | 2003/1, mis en ligne le 03 janvier 2006, consulté le 30 septembre 2016. URL : <http://economiepublique.revues.org/348>

Ce document est un fac-similé de l'édition imprimée.

© Tous droits réservés

public economics
économie publique

Revue de l'**Institut d'Économie Publique**

Deux numéros par an

n° 12 – 2003/1



Pour toute information sur notre fonds et les nouveautés dans votre domaine de spécialisation, consultez notre site web: <http://www.deboeck.com>

© De Boeck & Larcier s.a., 2003
Éditions De Boeck Université
Rue des Minimes, 39 B-1000 Bruxelles

Tous droits réservés pour tous pays.

Il est interdit, sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, de reproduire (notamment par photocopie) partiellement ou totalement le présent ouvrage, de le stocker dans une banque de données ou de le communiquer au public, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit.

Imprimé en Belgique

D 2003/0074/278

ISSN 1373-8496
ISBN 2-8041-3945-X

économiepublique sur internet : www.economie-publique.fr

© Institut d'économie publique – IDEP

Centre de la Vieille-Charité

2, rue de la Charité – F-13002 Marseille

Tous droits réservés pour tous pays.

Il est interdit, sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, de reproduire (notamment par photocopie) partiellement ou totalement le présent ouvrage, de le stocker dans une banque de données ou de le communiquer au public, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit.

La revue **économie**publique bénéficie du soutien du Conseil régional Provence-Alpes-Côte d'Azur

ISSN 1373-8496

Jacques Percebois

CREDEN*

Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité

Quelques enseignements
au vu de l'expérience européenne

Résumé

La dérégulation de l'industrie du gaz et de l'électricité a modifié sensiblement le processus de formation des prix. Trois logiques de prix se substituent progressivement au système intégré de prix qui prévalait antérieurement : prix sur les marchés spot, péages d'accès aux réseaux de transport, prix au niveau du consommateur final. De nouveaux mécanismes de régulation se mettent en place pour gérer les pouvoirs de marché des opérateurs et prendre en charge les missions de service public. Cet article se propose de dresser un état des lieux au sein de l'Union européenne.

mots clés : régulation, concurrence, énergie, électricité, service public, industrie en réseau

Summary

The deregulation process implemented in the natural gas and electricity industries has largely altered the energy pricing system. The former integrated pricing system is substituted by a three levels pricing system : spot market pricing

* Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie. Laboratoire de Science Économique de Richter (CREDEN-LASER). Faculté des Sciences Économiques, Richter BP 9606 - 34054 - Montpellier Cedex 1. L'auteur tient à remercier ses deux rapporteurs anonymes pour les remarques et suggestions faites. Il reste seul responsable des limites et insuffisances de l'article.

upstream, Third Party Access tolls for natural monopolies, and end-user commercial pricing downstream. New regulatory mechanisms are implemented in order to limit operators' market power and to finance public service obligations. This paper analyses the actual situation in the European Union.

Key words : regulation, competition, energy, electricity, public service, network industry

J.E.L. : L51, L94.

Introduction

Les services publics à caractère industriel et commercial (SPIC) présentent cinq caractéristiques principales : 1) leur consommation est divisible, à la différence des biens collectifs purs dont la consommation est indivisible et ce sont des biens de première nécessité pour lesquels un service minimum est prévu par le législateur; 2) ils sont générateurs d'externalités de demande (effet de club) ce qui signifie que la satisfaction d'un consommateur tend généralement à s'accroître lorsque le nombre de consommateurs présents sur le réseau augmente; 3) ils sont générateurs d'externalités d'offre ce qui implique que la présence d'un grand nombre de consommateurs rentabilise l'offre de services nouveaux annexes; 4) ils sont soumis à des risques de congestion, le réseau étant susceptible d'être saturé à certaines heures, ce qui pose le problème des accès prioritaires; 5) la puissance publique ne peut pas se désintéresser de la façon dont ces services sont organisés, en particulier pour la partie du réseau qui fonctionne comme un « monopole naturel » ce qui pose la question des asymétries d'information existant entre le régulateur et le régulé et partant celle des incitations à mettre en œuvre pour contraindre le gestionnaire du réseau à baisser ses coûts et à développer les investissements de capacité nécessaires.

La production, le transport et la distribution de gaz naturel et d'électricité constituent des exemples privilégiés de SPIC. Ces deux industries présentent des points communs au niveau de l'organisation industrielle, même si elles ont chacune leurs spécificités, comme le rappelle l'encadré 1 ci-après. Elles sont aujourd'hui soumises à un processus d'ouverture à la concurrence comme le sont d'autres industries de réseaux (télécommunications, notamment). Ce processus est dû pour partie au progrès technique qui remet en question l'existence systématique de rendements d'échelle aux divers stades de la chaîne qui va du producteur au consommateur et

qui, du même coup, introduit de nouvelles opportunités de concurrence via l'entrée de nouveaux opérateurs, parfois de petite dimension. Il est dû pour partie aux critiques adressées aux monopoles antérieurs privés ou publics intégrés, accusés de dérive bureaucratique, de pratiquer des subventions croisées injustifiées ou d'avoir « capturé » au sens de Stigler les autorités de tutelle chargées de les contrôler. Il est dû surtout à la nécessité d'appliquer intégralement le Traité de Rome qui prévoit (dans son article 90, notamment) que les entreprises en charge de services publics sont soumises aux règles de la concurrence, dans la mesure du moins où l'application de ces règles ne fait pas obstacle à certaines missions particulières qui leur ont été assignées (cf J. Percebois 2001 et A. Perrot 1997). Dans les pays en développement c'est souvent la critique bureaucratique qui est mise en avant pour justifier l'ouverture à la concurrence et la privatisation de l'industrie du gaz et de l'électricité. En Europe, c'est davantage le souci de construire un « marché unique » qui domine.

La position de la Commission européenne est donc de supprimer tout monopole qui n'a pas le caractère d'un « monopole naturel » et d'inciter à plus de concurrence donc à plus d'échanges intra européens dans le domaine du gaz et de l'électricité afin d'une part, de faire baisser le coût d'accès à l'énergie pour le consommateur final et d'autre part de niveler les conditions d'approvisionnement en énergie dans les divers pays de l'Union européenne. L'objectif n'est pas de juxtaposer 15 (et demain 25) marchés énergétiques au sein de l'Union mais de créer un véritable marché unique, en supprimant notamment les congestions aux frontières. Cette ouverture à la concurrence s'est exprimée à travers deux directives, l'une qui concerne l'électricité et l'autre le gaz¹ et elle s'opère progressivement en quatre étapes :

1. *L'accès au consommateur* via une éligibilité progressive; le seuil minimum est depuis début 2003 de 34% pour l'électricité et de 28% pour le gaz ce qui veut dire que les gros consommateurs peuvent choisir leur fournisseur et ne pas s'adresser exclusivement à l'opérateur historique. Ce seuil sera porté à près de 60% en juillet 2004 lorsque tous les professionnels deviendront éligibles et il sera de 100% en 2007. Il est à noter qu'il s'agit là de seuils minima et que les lois nationales de transposition peuvent imposer des seuils supérieurs ce qui a d'ailleurs souvent été le cas (le marché est totalement ouvert en Angleterre, Allemagne, Espagne et Suède notamment).
2. *L'accès aux « infrastructures essentielles »*; l'accès au consommateur serait illusoire si chaque nouvel entrant devait construire son propre réseau de transport-distribution. Le réseau de transport à haute tension de l'électricité, le réseau de transport du gaz naturel ainsi que les réseaux de distribution constituent des monopoles naturels qui doivent être gérés par des opérateurs « indépendants »

¹ Directive de 1997 transposée dans la loi française en février 2000 pour l'électricité; directive de 1998 transposée dans la loi française en janvier 2003 pour le gaz.

(au moins sur le plan comptable) de l'opérateur historique et dont l'accès doit être possible pour tout opérateur. Il est aujourd'hui admis que ce sont les Commissions de Régulation nationales qui fixent les péages d'accès et que ceux-ci ne sont plus négociés entre le demandeur et le gestionnaire du réseau. Les gestionnaires de réseaux ont souvent été accusés de comportements opportunistes (stratégies de forclusion) alors que l'indépendance des commissions n'est pas contestée.

3. *L'accès à la ressource physique*; il est difficile pour un nouvel entrant de conquérir des parts de marché au détriment de l'opérateur historique lorsque celui-ci dispose de la quasi-totalité du parc de production d'électricité ou négocie la totalité du gaz importé dans le cadre de contrats à long terme (avec des clauses « take or pay »). Il est donc parfois nécessaire de recourir à une régulation « asymétrique » en obligeant l'opérateur historique à céder une partie de ses actifs ce qui revient à limiter sa part de marché. Cette mesure n'est pas encore imposée par une directive européenne mais elle est parfois inscrite dans certaines législations nationales et exigée par Bruxelles comme contrepartie à des acquisitions d'actifs par les opérateurs historiques sur des marchés concurrents à l'étranger.
4. *L'accès à la flexibilité*. L'ouverture à la concurrence, en multipliant le nombre d'opérateurs présents sur le marché, introduit une incertitude sur la part de marché de chacun et se traduit par une volatilité plus grande des prix du gaz et de l'électricité qui ne sont plus, comme dans le passé, fixés par les autorités de tutelle (du moins pour la part de marché qui est éligible). Il faut donc du même coup faire appel à des « mécanismes d'ajustement de l'offre et de la demande » ce qui revient à créer des marchés spot sur lesquels chacun pourra intervenir. Le développement de ces marchés spot s'accompagne alors inexorablement de la mise en place de mécanismes de couverture des risques via des marchés financiers de produits dérivés (forwards, futures et options). De tels marchés se mettent en place pour le gaz comme pour l'électricité mais ils posent la question des stratégies collusives et des comportements visant à manipuler les règles du marché de la part de certains opérateurs comme ce fut le cas en Angleterre et en Californie, mais aussi sur le Nordpool et ailleurs. . .

Deux questions semblent essentielles : 1) quelle est l'architecture optimale de l'industrie électrique et gazière ? Par quoi faut-il remplacer le système des entreprises privées ou publiques intégrées ? C'est un problème de « design » et du même coup un problème de formation des prix de l'électricité et du gaz le long de la chaîne qui va du producteur au consommateur ; 2) quelles nouvelles règles incitatives faut-il mettre en œuvre pour améliorer l'efficacité allocative et distributive du nouveau système ? C'est un problème de « régulation » et de choix d'un mode de concurrence.

La nouvelle réglementation des industries de réseaux aboutit à remplacer un mécanisme « intégré » de formation des prix par trois mécanismes distincts dont la cohérence d'ensemble peut parfois poser problème. Notons que ce que l'on nomme « dérégulation » constitue en fait un processus d'ouverture à la concurrence qui impose de ne laisser subsister comme monopoles que les segments d'activité qui relèvent d'une situation de monopole « naturel » (sous-additivité des fonctions de coûts). Cette ouverture s'accompagne souvent d'un renforcement de la réglementation donnant lieu au demeurant à interprétation par le juge national et européen. Ce processus impose de bien séparer les divers niveaux d'activité (dé-intégration entre la production, le transport, la distribution voire la fourniture du gaz et de l'électricité). Il est souvent associé à un processus de privatisation de certaines activités mais l'ouverture du capital (partielle ou totale) ne constitue pas une exigence de Bruxelles. Elle relève de décisions nationales et s'explique largement par le souci d'accentuer la compétition à travers la privatisation.

encadré 1

Le gaz et l'électricité : deux industries de réseaux différentes

I – Spécificités de l'électricité

L'électricité a des usages captifs et elle ne stocke pas. Elle est pour l'essentiel produite sur le territoire national. Elle se transporte via des lignes à haute tension interconnectées et l'interconnexion européenne est déjà largement réalisée. Le transport et la distribution (basse tension) sont soumis à la « loi des nœuds » et à la « loi des mailles » de Kirchhoff. La loi des nœuds énonce que la somme des flux électriques entrant dans un nœud doit être égale à chaque instant à la somme des flux sortant de ce nœud. La loi des mailles énonce que le courant électrique se répartit sur le réseau en fonction de la tension en chaque nœud en suivant la ligne de moindre résistance. L'absence de stockage implique que l'on doive disposer en permanence de moyens de réserve qui permettent de gérer en temps réel les écarts entre les quantités prévues et les quantités effectivement consommées et produites. Le transport est en outre soumis à des pertes en lignes (une partie de la puissance électrique se transforme en chaleur par effet Joule). Une ligne est dimensionnée pour une température maximale et en cas de congestions il faut éviter l'échauffement. Si la température dépasse un certain seuil il ne se forme pas de file d'attente mais c'est la rupture de la ligne. Le coût de la défaillance est alors exorbitant car d'autres lignes peuvent s'effondrer en cascade.

II – Spécificités du gaz

Le gaz naturel n'a quasiment pas d'usages captifs et il se stocke. Il est pour l'essentiel importé (à 95% en France et à plus de 50% dans l'Union Européenne). Le réseau de gaz naturel est sensiblement moins maillé que le réseau d'électricité. Tous les consommateurs ne sont pas connectés au réseau car le transport du gaz est particulièrement coûteux et il faut une masse critique d'utilisateurs pour justifier la construction de gazoducs. Le gaz est transporté soit sous forme gazeuse dans des gazoducs soit sous forme liquide via des méthaniers (il faut refroidir le gaz à $-160^{\circ}C$ pour le liquéfier). La production de gaz naturel est depuis longtemps ouverte à la concurrence. Elle est le fait des compagnies pétrolières multinationales (EXXON, SHELL, BP, TOTAL, etc.) ou de sociétés publiques nationales dans les pays producteurs-exportateurs (GAZPROM en Russie, SONATRACH en Algérie). Du coup l'amont de la chaîne gazière échappe largement à l'emprise du droit européen. Le gaz est importé dans le cadre de contrats à long terme (20 à 25 ans) avec des clauses du type « take or pay » (l'importateur paie le volume prévu au contrat, que ce gaz soit ou non physiquement importé par lui). Les bourses de gaz sont moins développées de ce fait que les bourses d'électricité.

III – Point commun essentiel

Dans les deux cas le transport est un maillon essentiel de l'organisation industrielle. Le régulateur doit vérifier que l'accès au réseau ne donne pas lieu à des stratégies de forclusion ou de prédation et il doit concentrer ses efforts sur deux questions essentielles et connexes : les péages et la gestion des congestions.

1. Vers de nouveaux modes de formation des prix

La structure intégrée est théoriquement plus efficace du point de vue productif que la structure dé-intégrée puisqu'elle élimine le problème de la « double marge » (forme d'externalité verticale). Toute relation entre un opérateur amont (producteur) et un opérateur aval (distributeur-fournisseur) peut être assimilée à une relation du type principal-agent ce qui peut se traduire par des comportements de type « passager clandestin ». C'est au nom de tels principes que l'on peut justifier l'existence de monopoles (publics ou privés) intégrés, concessionnaires de missions de services publics. Mais d'autres inefficiences de comportement peuvent compenser et au-delà les gains liés à l'intégration verticale et le modèle dé-intégré est aujourd'hui devenu la norme dans l'industrie du gaz et de l'électricité. Trois logiques de formation des prix coexistent qui concernent les trois segments d'activité : la production, le transport et la fourniture du gaz et de l'électricité.

1.1. En amont de la chaîne, au niveau de la production d'électricité par exemple, trois modèles co-existent²

1.1.1. le modèle du marché centralisé obligatoire, parfois qualifié de "pool obligatoire"

En J-1, le pool opère la confrontation entre toutes les offres et toutes les demandes d'électricité programmées pour le lendemain (jour J) et il fixe le prix d'équilibre pour chaque heure ou chaque demi-heure. Il existe donc 24 ou 48 prix et le pool est l'unique responsable de l'équilibre du système devant l'opérateur chargé de transporter et dispatcher l'électricité (le gestionnaire du réseau de transport, GRT). Comme la réalité peut être, le jour J, différente de ce qui a été prévu, soit par suite de la défaillance d'un producteur, soit par suite d'une surconsommation non anticipée, il faut prévoir des mécanismes complémentaires d'ajustement en temps réel le jour J. Il existe diverses « réserves » auxquelles le GRT peut faire appel : une réserve primaire qui permet de réagir en 1 ou 2 secondes (sa mobilisation est généralement prévue par des automatismes) en appelant sur le réseau des moyens de production en « stand by » ; une réserve secondaire (dans les 30 secondes) et une réserve tertiaire mobilisable dans les 30 minutes, ou plus. On peut pour la réserve tertiaire procéder par appels d'offre ce qui revient à remplacer le mécanisme d'ajustement par un véritable marché d'ajustement. Dans tous les cas les opérateurs défaillants auront à payer des pénalités et le GRT se réserve la possibilité de procéder à des « délestages » (coupures) en cas de nécessité. Pour limiter la volatilité des prix qui résulte d'un tel système les producteurs peuvent passer des contrats bilatéraux (dits « contrats pour différences ») avec leurs clients afin de leur garantir un prix stable déconnecté du prix du pool mais de tels contrats facultatifs incorporent bien sûr une prime d'assurance à la charge du consommateur. C'est le fournisseur qui prend alors en charge le risque lié à la volatilité des prix.

Il est à noter qu'avec l'électricité, la volatilité est sensiblement plus forte qu'avec d'autres produits du fait des spécificités de la demande et de l'offre : produit non stockable et demande inélastique. On observe que cette volatilité est plus grande avec les parcs à dominante thermique (fuel et gaz) qu'avec les parcs hydrauliques. Le facteur d'hydraulicité est en effet moins volatile que le prix du fuel-oil ou du gaz utilisé dans les centrales thermiques comme le rappellent J.P. Bouttes et J.M. Trochet (2002). La volatilité est en outre plus faible en Europe qu'aux États-Unis du fait d'une surcapacité électrique chronique en Europe. Mais la principale critique que l'on peut faire au pool obligatoire lorsqu'il existe (ce qui fut le cas en Angleterre jusqu'en avril 2001 et en Californie jusqu'à la crise de 2001 et c'est encore le cas en Espagne et dans le nord-est des États-Unis avec le pool PJM, Pennsylvanie, New-Jersey et Maryland) c'est qu'il génère des comportements collusifs du fait du petit

² cf J.P. Bouttes et J.M. Trochet 2002)

nombre d'acteurs présents du côté de l'offre. Lorsque le nombre d'offres est faible (3 ou 4 sur le pool anglais ou en Californie) et lorsque la détermination quotidienne des prix s'apparente à des jeux répétés avec une bonne transparence des conditions du jeu, chaque opérateur est capable, à la longue, d'anticiper la stratégie de ses concurrents et des stratégies de collusion tacite apparaissent; certains offreurs font de la rétention de capacité pour faire monter les cours en période de pointe et d'autres proposent des prix d'offre inférieurs aux coûts aux heures creuses pour empêcher l'entrée sur le marché de nouveaux offreurs potentiels et conserver leur part de marché. C'est en raison de ce pouvoir de marché que le pool obligatoire a été abandonné en Angleterre comme en Californie. Il a été remplacé en Angleterre par le système du NETA dès avril 2001 (New Electricity Trading Agreement). L'idée est d'introduire une certaine « opacité » voire incertitude sur les transactions grâce à des contrats bilatéraux privés, le pool jouant le rôle d'appoint (cf S. Stoft, 2002)

1.1.2. le modèle du marché centralisé facultatif parfois qualifié de "pool facultatif"

C'est aujourd'hui le modèle dominant en Europe car celui considéré comme le plus efficace. C'est le cas du Nordpool (auquel participent quatre pays : la Norvège, la Suède, la Finlande et le Danemark), de POWERNEXT en France, de EEX en Allemagne, de l'UKPX en Angleterre, etc. Les opérateurs peuvent librement choisir entre des contrats bilatéraux et le recours au marché spot qui sert d'appoint. Il faut noter que ces marchés spot jouent un rôle encore modeste sauf en Scandinavie où la quantité de kwh échangés sur le marché représente le tiers de la consommation finale d'électricité.

1.1.3. le modèle des "transactions bilatérales pures"

Il n'y a pas de marché spot et dans ce cas chaque opérateur doit pouvoir annoncer au gestionnaire du réseau en J-1 un programme équilibré pour le lendemain. Cela revient à dire que tout fournisseur de kwh et tout consommateur éligible sont responsables de l'équilibre entre l'offre et la demande qu'ils programment pour le lendemain. En cas de non respect de cet équilibre des pénalités sont évidemment prévues. Le GRT joue en quelque sorte le rôle d'un « dispatching » et il est chargé de trouver des solutions de secours en cas de défaillance de certains opérateurs.

On observe que le développement des marchés financiers adossés à ces marchés spot physiques est très rapide et que sur le Nordpool par exemple il s'échange 10 fois plus d'électricité « papier » que d'électricité physique (ce qui est aussi le cas du pétrole). (cf Y. Simon et D. Lautier, 2001). Il y a donc un phénomène de « financiarisation » qui s'accompagne de stratégies plus ou moins spéculatives (cf. encadré 2).

Le problème est un peu différent pour le gaz. Il existe des hubs (marchés spot) aux principaux points de livraison du gaz (à Zeebrugge, Emden, Baumgarten) mais ces hubs jouent un rôle encore marginal dans la mesure où l'essentiel du gaz importé (de Russie, d'Algérie ou de Norvège) l'est dans le cadre de contrats à long terme (20 ans) prévoyant des clauses de destination et des clauses du type take or pay (TOP) selon lesquelles l'acheteur doit payer la quantité prévue au contrat, que le gaz soit ou non enlevé. La suppression de ces clauses de destination et l'assouplissement des clauses TOP devraient rapidement permettre le développement de marchés spot importants.

1.2. Au centre de la chaîne électrique et gazière

Au niveau du transport et de la distribution physiques (lignes à haute tension et gazoducs) les péages doivent dorénavant être fixés par les Commissions de Régulation ou sur leur proposition (directive européenne) et non plus directement négociés entre le gestionnaire du réseau et les opérateurs, ceci pour éviter les stratégies de forclusion. Nous sommes là en présence d'infrastructures essentielles (*essential facility* au sens du Sherman Act) et il faut éviter des duplications inutiles et des stratégies de *bypass* collectivement inefficaces. Lorsque les tarifs sont négociés entre le gestionnaire de réseau et l'entrant et que le gestionnaire du réseau est aussi l'opérateur historique, une façon d'éviter toute stratégie de forclusion de la part de cet opérateur est de mettre en œuvre une tarification du type ECPR (Efficient Component Pricing Rule, système proposé en 1994 par Baumol et Sidak). Le tarif optimal est égal à la somme du coût incrémental moyen et du coût d'opportunité défini comme le manque à gagner subi par l'opérateur historique qui laisse entrer un concurrent sur son réseau. Cet opérateur historique sera ainsi indifférent à cette entrée puisque son profit est inchangé. Ce système est discutable car il laisse en place les rentes de monopole qui existaient avant l'ouverture à la concurrence et de plus il n'y a aucune raison de considérer que tout client capturé par un entrant est un client perdu par l'opérateur historique. C'est la raison pour laquelle les péages doivent être régulés.

Dans le cas où le gestionnaire du réseau est indépendant de l'opérateur historique le péage optimal fixé par le régulateur doit respecter la « règle de Faulhaber et Sharkey » (1982); il doit être compris entre le coût incrémental moyen et le coût de fourniture isolée (stand alone cost) lequel correspond au coût supporté par un entrant qui construirait son propre réseau (logique de *bypass*). Au sein de cette plage de valeurs la marge de manœuvre reste toutefois grande.

Le gestionnaire du réseau d'électricité (RTE c'est-à-dire Réseau de Transport de l'Électricité) est aujourd'hui une entité indépendante de l'opérateur historique EDF, au moins sur le plan comptable et demain sur le plan juridique (il pourra être une filiale d'EDF) et il lui faut se soumettre aux règles édictées par la CRE (Commission

de Régulation de l'Électricité, devenue Commission de Régulation de l'Énergie depuis que la loi « gaz » a été votée et promulguée c'est-à-dire depuis janvier 2003 en France). Il existe pour le gaz trois gestionnaires de réseaux en France : Gaz de France, la Compagnie Française du Méthane (contrôlée à 55% par GDF) et la Société des Gaz du Sud Ouest (contrôlée à 30% par GDF). En matière de péages sur les réseaux de transport les commissions de régulation doivent régler trois questions.

encadré 2

Produits financiers adossés à l'électricité

Plusieurs instruments financiers de couverture se développent sur les marchés de l'électricité.

- 1) **Les forwards et les CFDs.** Les forwards et « Contracts for Differences » sont des contrats négociés de gré à gré au terme desquels le producteur s'engage à fournir la quantité prévue par le contrat, à la date d'échéance, à un prix convenu au départ. Le consommateur s'engage à acheter cette quantité au prix convenu à la même date. Rien ne garantit la fourniture ou le paiement de sorte que le risque de contrepartie fait partie intégrante du contrat (Cf. C. Clastres et B. Sevi, 2003). Ces contrats ne sont pas standardisés, ce qui ne favorise guère la liquidité. Ces contrats sont beaucoup utilisés sur le marché anglais. Supposons qu'un producteur et un consommateur négocient un CFD à 30\$ le MWh. Si le prix spot (day ahead en pratique) est de 40\$ le consommateur paie 30\$ et le producteur subit un manque à gagner de 10\$. Si le prix spot est de 20\$ c'est le consommateur qui supporte un surcoût de 10\$. La garantie d'un prix stable a donc une certaine valeur.
- 2) **Les futures sont des contrats à terme standardisés** (quantité, durée, qualité, lieu de livraison doivent être standardisés). Cela favorise la liquidité du marché et élimine le risque de contrepartie grâce à l'existence d'une chambre de compensation. Cette chambre est le seul vendeur pour tous les acheteurs et le seul acheteur pour tous les vendeurs. Tous les opérateurs doivent en outre procéder à des dépôts de garantie (avec appels de marge).
- 3) **Les options.** Les options ne constituent pas une obligation mais un droit d'achat (call) ou de vente (put). Le vendeur ou l'acheteur de l'option va payer une prime pour avoir le droit d'exercer son option. Son choix se fera en fonction du prix du marché spot à la date d'exercice. Si, par exemple, le prix du marché spot est inférieur au prix d'exercice de l'option augmentée de la prime payée, l'acheteur d'un put exercera son option. Dans le cas contraire le détenteur de l'option renoncera à l'exercer en abandonnant la prime.

En Europe seul le NORDPOOL a mis en place un marché d'options. Il s'agit d'options « européennes » qui ne peuvent être exercées qu'à l'échéance (par opposition aux options « américaines » qui peuvent être exercées tout au long de leur durée de vie).

La première question concerne la nature des tarifs ATR : on peut opter soit pour un timbre-poste (péage forfaitaire) ce qui est le cas le plus courant pour l'accès au réseau de transport d'électricité (du fait des lois de Kirchhoff qui expliquent qu'on ne peut guère connaître a priori le chemin suivi par les électrons), soit pour un tarif fonction de la distance. La tarification à la distance est souvent retenue pour le gaz naturel mais elle ne se justifie pas toujours lorsque le gestionnaire du réseau peut procéder à des *swaps* qui conduisent à ce que le chemin réellement suivi par la molécule de gaz ne coïncide pas avec le cheminement contractuel qui sépare le fournisseur du consommateur final. C'est pourquoi certains régulateurs ont prévu un plafond ou opté pour un tarif fonction de la distance qui sépare le consommateur du lieu d'approvisionnement le plus proche (lequel peut être différent du lieu contractuel).

Une troisième solution est envisageable qui est opérationnelle dans le nord-est des États-Unis : la tarification nodale. Une telle tarification est également utilisée sous une forme atténuée dans l'Europe du Nord (Scandinavie). Un réseau peut être considéré comme un ensemble d'arêtes reliées par des nœuds : le réseau à n sommets est arborescent si le nombre d'arêtes est égal à $n-1$ ce qui signifie qu'il existe un chemin et un seul permettant de relier un nœud à un autre nœud. Il est maillé si le nombre d'arêtes est supérieur à $n-1$. Il existe alors au moins deux nœuds pouvant communiquer par plusieurs chemins distincts (sur la tarification nodale se reporter à l'ouvrage fondateur de F. Scheppe et alii 1988 ; voir également le Rapport Champsaur 2000 et l'article de H. Cremer et J.J. Laffont, 2002). Avec la tarification nodale l'objectif est de maximiser le surplus collectif sous la contrainte de non-saturation des lignes reliant les divers nœuds d'un réseau fortement maillé (avec un réseau arborescent il faut opter soit pour une tarification à la distance soit pour une tarification forfaitaire). On recense alors l'ensemble des offres d'injection et des demandes de soutirage, chacune étant associée au nœud du réseau où elle serait réalisée en termes physiques. C'est une tarification complexe car il existe des milliers de prix nodaux si l'on veut tenir compte de l'évolution temporelle de l'offre et de la demande d'électricité aux divers nœuds du réseau. Les coûts de transaction sont donc élevés. La tarification nodale ne permet pas de récupérer tous les coûts fixes et il faut en général lui associer un péage de type Ramsey-Boiteux pour respecter la contrainte de non négativité des profits. Au demeurant le gestionnaire du réseau peut manipuler assez facilement les prix nodaux ce qui implique de vérifier qu'il est neutre par rapport aux opérateurs (il peut connecter ou déconnecter certaines lignes). La tarification nodale conduit à des prix connus *ex post* et non *ex ante* ce qui introduit une forte incertitude au moment de la signature du contrat entre le fournisseur et le consommateur. Elle aboutit en outre à fixer des prix négatifs aux transits qui soulagent la congestion, ce qui peut dans certains cas avoir des effets pervers : les flux qui vont à contre-courant d'une zone de sous capacité de l'offre vers une zone en surcapacité sont subventionnés alors que les flux qui approvisionnent une zone sous-équipée à partir d'une zone où

l'offre est abondante seront pénalisés. À court terme cela peut accentuer la pénurie là où elle est déjà réelle même si à long terme ces subventions peuvent inciter à investir dans les zones en sous-capacité d'offre.

La tarification mise en œuvre dans la zone PJM (Pennsylvanie, New-Jersey, Maryland) est une approximation assez fidèle de la tarification nodale : il s'agit d'une tarification au « prix marginal positionné » (Locational Marginal Price). D'autres formes plus atténuées d'une telle tarification sont utilisées pour le transport du gaz naturel, en Angleterre, en Espagne et en Italie. Il s'agit d'une tarification « entrée-sortie » qui consiste à différencier les tarifs selon les points d'injection et les points de soutirage sur le réseau. La Commission de Régulation de l'Énergie a récemment proposé de recourir à cette tarification sur le réseau français de gaz, à la place de la tarification à la distance plafonnée qui était en vigueur et une telle tarification entrée-sortie est opérationnelle depuis janvier 2003. Cette tarification entrée-sortie est beaucoup moins complexe à mettre en œuvre qu'une tarification nodale pure puisque les péages sont fixés *ex ante* aux nœuds stratégiques et ne résultent plus *ex post* d'un programme d'optimisation sous contraintes. . .

La deuxième question que doit résoudre tout régulateur au niveau des péages ATR est celle de *l'imputation des coûts fixes*. La tarification est généralement binôme et prévoit une prime fixe et un prix variable en fonction des quantités transitées. Un opérateur (producteur-fournisseur) réserve une capacité annuelle sur un réseau et utilise ensuite cette capacité de façon plus ou moins grande selon les périodes de l'année. La logique est donc de récupérer les coûts fixes à travers la prime fixe et de proportionner les coûts variables aux quantités transitées. Cela favorise les utilisateurs qui ont un taux élevé d'utilisation de la capacité réservée mais pénalise les utilisateurs soumis à une demande avec effets de pointe. Le taux d'utilisation de la capacité réservée est faible (celle-ci est alignée sur la demande de pointe) car cette capacité est sous-utilisée durant une partie de l'année. Une telle tarification (coûts fixes imputés sur la capacité réservée et coûts variables imputés à la quantité transitée) favorise les gros clients industriels qui ont une demande « en ruban » (c'est-à-dire relativement stable tout au long de l'année) et pénalise les consommateurs ayant une demande « en dentelle » (forte l'hiver et faible l'été par exemple). D'où des solutions complémentaires pour atténuer ces effets : on peut opter pour une répartition des coûts fixes en partie au niveau de la capacité réservée et en partie au niveau de la quantité transitée (c'est le cas en Angleterre pour le gaz naturel). On peut aussi créer un marché secondaire des capacités réservées qui a pour objet de permettre à certains opérateurs de revendre une partie de leurs capacités à certaines périodes et d'en racheter à d'autres (c'est le cas aux États-Unis pour le gaz naturel). Il faut alors s'assurer qu'il n'y a pas de stratégie spéculative visant à réserver des capacités dans le seul but de les revendre. Le régulateur pourra, par exemple, fixer un prix plafond (le prix de revente ne peut

pas dépasser le prix d'achat ou ne peut le faire que dans des limites raisonnables) (cf L. David et J. Percebois, 2001 et 2003).

encadré 3

Tarification nodale versus tarification flowgate sur un réseau maillé (électricité ou gaz)

Le modèle de base développé par Schweppe et alii (1998) consiste à déduire les prix de transport de la procédure de dispatching optimal des unités de production d'électricité (ou des points d'entrée du gaz dans le réseau national). Le modèle détermine les prix nœud par nœud et fixe les coûts d'utilisation du réseau maillé du fait des pertes en ligne et des congestions.

À titre d'exemple, pour l'électricité, le prix nodal au nœud k est la somme :

1. Du coût marginal variable de production à ce nœud (coût marginal de la dernière centrale appelée);
2. D'une prime de capacité reflétant le coût à supporter pour éviter un délestage (une unité de production peut atteindre sa capacité maximale sans que la capacité maximale du parc soit atteinte);
3. Du coût d'opportunité des congestions au nœud considéré;
4. Du coût des pertes marginales observées sur la ligne (coût du supplément de production à programmer pour compenser ces pertes).

La différence entre les prix nodaux donne le coût à court terme du transport entre deux nœuds. Il faut ensuite y ajouter un forfait pour couvrir les coûts fixes du réseau.

Il existe deux modalités principales pour gérer le réseau de façon optimale :

- 1) La gestion centralisée proposée par Hogan (1992). Le gestionnaire du réseau (GRT) détermine les prix nodaux et en déduit les coûts de transport. Pour permettre aux divers opérateurs de se couvrir contre les variations de prix liées notamment aux congestions il met en place un marché de droits financiers de couverture.
- 2) La gestion décentralisée proposée par Chao et Peck (1996 et 2000). Pour Chao et Peck le GRT risque d'adopter des comportements opportunistes visant à manipuler les congestions. Ils proposent d'allouer aux opérateurs des droits physiques de transport à des conditions fixées *ex ante*. Il s'agit de droits de propriété échangeables sur un marché. Pour limiter les coûts de transactions les auteurs ont proposé en 2000 un modèle basé non plus sur la capacité physique d'un ensemble de lignes individuelles mais sur la capacité physique de flowgates. Le principe est de ne retenir que les droits sur quelques lignes clefs du transport, celles qui sont le plus susceptibles d'être congestionnées. L'avantage du système est de réduire le nombre de droits physiques émis ce qui limite les coûts de transactions. Les droits acquis mais non utilisés reviennent au GRT ce qui évite des retraits stratégiques de la part de certains détenteurs de droits afin d'empêcher des concurrents potentiels d'utiliser le réseau (logique use or lose it). Le GRT doit ensuite

organiser un marché en temps réel pour régler le problème des écarts mais il sert seulement d'intermédiaire.

La complexité de gestion d'un réseau maillé milite en faveur d'une gestion centralisée et en pratique aucune application des modèles de Chao-Peck n'a été observée à ce jour.

La troisième question que doit résoudre le régulateur porte sur l'évolution temporelle des tarifs ATR. On peut opter pour un *cost-plus*, ou pour un *price-cap*, qui consiste à fixer un prix-plafond tenant compte tout à la fois de la dérive inflationniste et des gains potentiels de productivité. Dans ce dernier cas le gestionnaire du réseau doit généralement baisser ses tarifs d'année en année lorsque le régulateur estime que le potentiel des gains d'efficacité est élevé. Le problème de l'asymétrie d'information entre le régulateur et le régulé se pose ici à nouveau et l'on peut opter pour un *price cap* hybride recourant à un double plafond : un plafond de prix d'une part, un plafond de profits d'autre part. Si les gains de productivité sont plus importants que prévus par le régulateur, ces gains seront partagés entre l'actionnaire et le consommateur. En Angleterre c'est plutôt le *price-cap* qui est utilisé ; aux États-Unis c'est plutôt le *cost-plus*.

encadré 4

Exemples de péages ATR en France

À titre d'exemple le péage d'accès au réseau électrique actuellement en vigueur en France est le suivant (tarif payé au niveau du soutirage) :

$$F = a_1 + a_2P + b\tau^cP$$

où F est la facture annuelle en euros, a_1 représente les coûts fixes de gestion, a_2 la prime fixe annuelle par unité de capacité réservée, P la capacité annuelle réservée c'est-à-dire la puissance souscrite en kw, b un paramètre destiné à prendre en compte les coûts variables et τ le facteur de charge c'est-à-dire le taux d'utilisation de la puissance souscrite. Ce taux se calcule en divisant l'énergie soutirée sous forme de kwh par l'énergie qui aurait pu être soutirée si la capacité réservée avait été pleinement utilisée :

$$\tau = E/P \cdot 8760$$

(où E représente l'énergie soutirée annuellement en kwh). Le terme c est un coefficient de concavité qui traduit la diminution relative des coûts d'utilisation de la connexion en fonction de la durée ($0 < c < 1$).

Le péage d'accès au réseau de transport de gaz naturel était dans sa version originelle proposée par GDF de la forme :

$$T = p_1C(1 + k) + p_2Qk$$

où T représente le tarif annuel à payer au gestionnaire du réseau (en euros), C la capacité journalière maximale réservée par le client en MWh par jour, Q la quantité de gaz naturel transportée dans le réseau durant l'année (en MWh), p_1 le prix payé en euros par an pour réserver une capacité de 1MWh par jour et p_2 le prix payé pour acheminer 1MWh de gaz dans le réseau (en euros par MWh). Le paramètre k est un coefficient multiplicateur qui exprime la distance séparant le point d'entrée du point de sortie c'est-à-dire l'injection du soutirage (k varie entre 1 et 49). Il s'agit d'un tarif payé au niveau de l'injection, qui a été accepté dans sa version provisoire mais certaines améliorations lui sont actuellement apportées. Le Rapport J. Syrota (CRE octobre 2002) suggérait de tenir compte pour au moins 50% de la source d'entrée du gaz la plus proche du lieu de soutirage (elle peut être différente de la source d'entrée contractuelle). Le tarif binaire comporte alors deux termes prenant en compte la distance : pour moitié le point d'injection contractuel et pour moitié le point d'injection le plus proche du consommateur. Une nouvelle modification a été introduite début 2003 par Gaz de France visant à retenir une tarification entrée-sortie, ce qui revient à introduire un prix fixe de sortie à côté du prix fixe d'entrée. L'objectif est d'obtenir un marché plus fluide en déconnectant la sortie de l'entrée du réseau afin de favoriser l'émergence de hubs gaziers comportant un marché secondaire des capacités réservées. Cette tarification entrée-sortie permet d'acheminer du gaz à un point d'échange (notionnel) en acquittant simplement un péage d'entrée puis soit de transporter ce gaz en temps réel ou différé (le stockage est considéré comme un transport dans le temps) vers un site de livraison soit de le mettre à disposition d'un tiers au point d'échange.

La nouvelle formule en vigueur est la suivante :

$$T = p_1 C_e + p_2 C_s + p_3 L + p_4 Q$$

où C_e est la capacité journalière maximale réservée au point d'entrée (en MWh/j), C_s est la capacité journalière maximale au point de sortie (en MWh/j), L est la capacité journalière maximale réservée dans l'interzone (MWh/j), Q est la quantité annuelle de gaz naturel transportée dans le réseau (en MWh/an). Par ailleurs p_1 , p_2 et p_3 sont des péages en euros par an qui s'appliquent respectivement à l'entrée, à la sortie et dans l'interzone (péages différenciés selon les contraintes locales du réseau). Quant à p_4 c'est le prix payé en euros pour transporter 1 MWh de gaz dans le réseau. Notons que la tarification entrée-sortie concerne essentiellement les tarifs intrazones. Il existe 8 zones et le tarif entre chaque zone dépend de la direction du flux physique, avec un tarif réduit pour les flux qui vont à contre-sens du flux dominant.

D'autres questions se posent évidemment au régulateur concernant l'accès au réseau. C'est d'abord la nécessité d'harmoniser le système de péages au sein de l'Union européenne. Si le péage ATR sur le réseau électrique est imputé au consommateur, comme c'est le cas en France, alors qu'il est à la charge du producteur dans un pays limitrophe, les exportations françaises d'électricité vers ce pays seront exonérées de charge alors que les importations en provenance de ce pays seront doublement taxées (effet dit de *pancaking*). On doit également se préoccuper de trouver une

tarification adaptée aux transits purs pour éviter que des flux d'énergie qui traversent plusieurs pays aient à payer plusieurs fois l'accès au réseau. À terme c'est le régulateur européen (lorsqu'il existera) qui fixera ces tarifs. Il faut également se préoccuper de la gestion des congestions aux frontières. Il est aujourd'hui de plus en plus difficile de construire des ouvrages nouveaux, tels que des centrales électriques ou des lignes à haute tension (syndrome « BANANA » pour *build absolutely nothing, anywhere near anybody*). Or les réseaux européens ont été construits selon un design national. Ils ne sont donc pas adaptés à la mise en œuvre d'un marché unique de l'électricité car les interconnexions sont insuffisantes. Une récente décision européenne impose de prévoir pour 2007 un taux d'interconnexion de 10% pour chaque pays ce qui revient à dire que la puissance interconnectée avec l'étranger doit être égale à 10% de la capacité installée dans chaque pays. La décision n'a pas la même portée pour les pays qui sont « enclavés » (l'Autriche, l'Allemagne voire la France et *a fortiori* la Suisse) et pour ceux qui constituent des « péninsules électriques » (l'Espagne, le Portugal ou l'Angleterre). Or l'expérience montre que le prix moyen de l'électricité est généralement plus élevé sur le marché spot d'un pays « isolé » que sur celui d'un pays fortement interconnecté (à titre indicatif le prix moyen en base sur le marché espagnol était de 40 euros par Mwh en 2002 contre 23 à 25 euros en France, en Allemagne ou en Scandinavie). Il faut donc améliorer les interconnexions pour développer la concurrence, c'est-à-dire pour permettre au consommateur espagnol de bénéficier des tarifs du nord de l'Europe.

Dans l'attente plusieurs solutions sont possibles pour gérer les congestions : on peut utiliser la méthode du « premier arrivé, premier servi » (*first come, first served*), celle du prorata (visant à réduire les prétentions de chacun pour que tous aient accès au réseau), celle du *market splitting* (on s'appuie sur le système des prix nodaux pour fixer les péages entre zones interconnectées) ou celle des enchères. Dans ce dernier cas il faut savoir quel mécanisme d'enchères il convient de privilégier (enchères à prix-limite ou enchères discriminatoires, enchères au dernier prix ou enchères de Vickrey si l'on retient un prix uniforme etc.). Il faut en outre s'assurer que le gestionnaire du réseau n'a pas intérêt à provoquer des congestions ce qui est le cas lorsque sa rémunération est proportionnée au produit des enchères. Comme le rappellent J.M. Gachant et V. Pignon 2003, les gestionnaires de réseaux du Nordpool ont parfois adopté des comportements opportunistes pour tirer profit des congestions. Il existe sur le Nordpool deux méthodes pour traiter les congestions : 1) le *market splitting* qui gère les contraintes aux interconnexions frontalières (entre la Norvège et la Suède pour l'essentiel) 2) le *counter-trading* qui gère les contraintes de capacités au sein d'une même zone (marché d'ajustement)). Le GRT peut avoir intérêt à déclarer une congestion entre deux frontières, même si elle n'existe pas, si cette congestion élimine une congestion réelle à l'intérieur d'une même zone. Il ne supporte pas les coûts de l'ajustement dans la zone et réalise un profit sur les flux nets d'échanges d'une zone à l'autre en bénéficiant d'un différentiel de prix observable selon les zones (logique de la tarification zonale qui

est une forme simplifiée de la tarification nodale) D'autres problèmes se posent alors, notamment si l'on retient un mécanisme discriminatoire pour les enchères : celui de la « malédiction du vainqueur » et de la sous-estimation des offres pour les opérateurs qui anticipent cette malédiction. Notons enfin qu'avec le système des enchères, l'opérateur (donc le consommateur) paie deux fois : une fois pour accéder au réseau et une fois pour être prioritaire...

1.3. En aval de la chaîne électrique et gazière

En aval de la chaîne électrique et gazière, c'est-à-dire au niveau du consommateur final, les prix restent régulés et fixés par la Commission de Régulation (ou l'autorité de tutelle de l'opérateur historique) pour les consommateurs non-éligibles mais ils sont de plus en plus des prix de marché au fur et à mesure que le taux d'éligibilité s'accroît. Avec le système des monopoles publics intégrés, la tarification pratiquée était tantôt une tarification de type Ramsey-Boiteux (optimum de second rang dans un contexte où l'activité se fait en rendements croissants) tantôt une tarification non linéaire du type Coase ou Willig (tarification binomiale par blocs incitant le consommateur final à s'auto-sélectionner (cf. J. Percebois, 2001)). Il y avait certes parfois des subventions croisées lorsque des préoccupations de péréquation spatiale des tarifs étaient explicitement prises en considération. Mais la différenciation horosaisonnaire des tarifs (avec des tarifs heures creuses, heures pleines, heures de pointe voire des tarifs incitatifs du type « effacement jours de pointe ») avait le mérite de révéler au consommateur le coût réellement supporté par l'entreprise, et indirectement par la collectivité, du fait de sa présence sur le réseau. Cette différenciation incitait le consommateur à restreindre sa demande aux heures de pointe lorsqu'il le pouvait. Cela permettait de lisser la courbe de charge et d'économiser sur la puissance installée à construire (celle-ci étant égale à la demande de pointe si l'on veut éviter la défaillance de l'opérateur). La discrimination tarifaire était fondée sur les coûts, pas sur la disponibilité à payer du consommateur final. Au demeurant, les tarifs étaient publics et le consommateur parfaitement informé des conditions contractuelles. Avec l'ouverture à la concurrence la discrimination tarifaire tend de plus en plus à se faire en fonction de la nature de la clientèle et les tarifs deviennent à la fois opaques et confidentiels. Les opérateurs se livrent une concurrence à la Bertrand et pratiquent parfois des prix de prédation pour capter et fidéliser une clientèle attractive. La stratégie la plus courante pour un nouvel entrant est de se positionner sur les segments les plus rentables de la clientèle (logique du « cream skinning » c'est-à-dire de l'écémage). Quant à l'opérateur historique il pratique le « reverse cherry-picking » qui vise à ne conserver que les clients ou activités les plus rentables, laissant les entrants servir le reste du marché.

L'une des grandes difficultés de la nouvelle organisation de ces industries de réseaux est de rendre compatibles entre elles les trois logiques de détermination de prix (au niveau respectivement du consommateur final, du transport et de la production). La dé-intégration verticale conduit souvent les Commissions de Régulation à empêcher un même opérateur d'être présent à deux et *a fortiori* aux trois niveaux. Dans certains cas la régulation imposée au niveau aval peut se révéler incohérente avec la fixation des prix observée en amont, comme ce fut récemment le cas en Californie. Par souci de préserver le bien-être du consommateur final le régulateur californien avait imposé un *price-cap* aux distributeurs d'électricité. Ceux-ci ne pouvaient donc plus répercuter sur leurs clients les hausses vertigineuses observées sur les marchés spot en amont du fait de l'insuffisance de l'offre d'électricité mais également des stratégies collusives menées par les producteurs. Certains de ces distributeurs ont donc été conduits à la faillite et le gouvernement local comme le gouvernement fédéral ont dû intervenir pour fixer les prix à tous les niveaux.

2. Vers de nouvelles régulations

L'ouverture à la concurrence des industries du gaz et de l'électricité s'accompagne souvent d'un processus de fusions-acquisitions qui conduit à se demander si, à terme, les monopoles publics nationaux ne vont pas céder la place à un oligopole privé européen avec un fort pouvoir de marché. La Commission de Bruxelles laisse généralement les fusions s'opérer mais, dans le même temps, elle s'efforce de réduire la part de marché de certains opérateurs, sur leur marché d'origine du moins. Cette apparente contradiction traduit le fait que Bruxelles semble hésiter en permanence entre la conception « structuraliste » et la conception « industrielle » de la concurrence (se reporter à E. Combe (2002) et F. Leveque (1998))³.

Pour la conception normative de l'économie publique, le régulateur est une entité impartiale, omnisciente et motivée par le seul bien-être collectif, qui n'est limitée dans son action ni par des difficultés d'information ni par des obstacles dans la mise en œuvre de ses décisions. Pour la conception « institutionnelle » ou positive de l'économie publique, le régulateur peut être « vénal », soumis à des influences extérieures et qui dans son action se heurte à des asymétries d'information et à des obstacles bureaucratiques. Il peut donc être défaillant et n'est pas toujours le garant de l'intérêt général. Du fait de ces contraintes la régulation est un processus complexe et la multiplicité des instances en charge de cette régulation peut être un

³ Le contrôle des concentrations est tantôt de la compétence des autorités nationales, tantôt de la compétence des autorités communautaires. Cela dépend du chiffre d'affaires atteint; au-delà d'un certain seuil c'est Bruxelles qui est compétent sauf si toutes les entreprises concernées réalisent plus des 2/3 de leur chiffre d'affaires total dans l'Union européenne à l'intérieur d'un seul et même État (dans ce cas ce sont les autorités nationales qui sont compétentes).

moyen de rendre crédible un processus qui se déroule souvent de façon pragmatique par tâtonnements. Il faut tout à la fois une Commission qui contrôle *ex ante* l'action des opérateurs (la CRE pour l'électricité et le gaz), un Conseil de la Concurrence chargé de contrôler *ex post* les défaillances du marché et des Cours de Justice (juges nationaux et Cour européenne) chargées de sanctionner les délinquants et de donner réparation aux victimes. Que ces diverses instances se fassent elle-même concurrence du fait de certains chevauchements de compétence est une garantie pour le consommateur final même si cela entraîne certains coûts de transaction.

Le régulateur en tant qu'organisation complexe et multiforme doit tout d'abord préciser la conception de la concurrence sur laquelle il s'appuie. L'une des questions fondamentales est de savoir si cette régulation doit être asymétrique ou non c'est-à-dire s'il convient ou non de traiter différemment l'opérateur historique et les entrants. Le régulateur doit ensuite se préoccuper de la façon dont les missions de service public doivent être assurées, que ce soit par le biais de décisions réglementaires ou par le biais de contrats incitatifs (cf. J.J. Laffont 1995 et P. Joskow 2000).

2.1. Concurrence et régulation asymétrique

Pour la vision « structuraliste » défendue par l'École de Harvard l'objectif de toute politique de concurrence est de limiter la concentration industrielle de façon préventive en diluant le pouvoir de marché des opérateurs, ce qui revient à fixer implicitement des parts de marché maximales pour chacun d'eux. On fait pour cela référence à l'indice de Herfindahl-Hirschman qui permet d'apprécier le degré de concentration sur un marché « pertinent ». Pour la conception « industrielle » défendue par l'École de Chicago l'objectif d'une politique de la concurrence n'est pas d'obtenir l'atomicité d'un marché mais son efficacité (cf. E. Combe, 2002). C'est *ex post* qu'il faut juger si la concentration a été ou non bénéfique pour le consommateur et s'il y a ou non « pouvoir de marché ». La concurrence a en effet pour objectif de faire baisser les coûts, grâce aux économies d'échelle, à une meilleure rationalisation de la production, à une meilleure incitation à l'innovation. Elle permet de faire disparaître du marché les firmes les moins compétitives du fait d'une certaine « sélection naturelle ». Du coup l'important est de rendre les marchés « contestables » c'est-à-dire de s'assurer qu'il n'y a pas de barrières à l'entrée et à la sortie du marché (au sens de Baumol, Panzar et Willig, 1982). Ce qui est en cause ce n'est pas l'existence d'une position dominante mais l'abus de position dominante. Plusieurs comportements relèvent d'un abus de position dominante : les stratégies de dissuasion à l'entrée, qui consistent pour la firme en place (l'opérateur historique) à bloquer l'entrée dans la branche via une politique de « prix-limite », les stratégies de prédation, qui consistent à fixer des prix faibles sur certains segments du marché afin d'éliminer des concurrents déjà installés ou les stratégies de

forclusion qui visent à gêner ses concurrents en leur interdisant d'accéder à une ressource essentielle alors que l'accès à cette ressource est indispensable pour garantir la concurrence en aval. Ce sera le cas avec les réseaux de transport contrôlés par les opérateurs historiques. On a souvent accusé les gestionnaires de réseaux électriques en Allemagne de pratiquer des stratégies de forclusion lors de la fixation des tarifs ATR négociés entre les entrants et ces gestionnaires. C'est l'une des raisons qui a incité Bruxelles à opter pour des tarifs régulés.

Face aux fusions, Bruxelles semble avoir une position difficile à anticiper; la récente acquisition du gazier allemand RUHRGAS par l'électricien allemand E-ON a été acceptée assez facilement, bien que certaines compensations sous forme de cessions d'actifs aient été exigées. Du coup certains se demandent si une fusion entre EDF et GDF ne serait pas possible moyennant quelques cessions d'actifs. Certains régulateurs nationaux semblent plus exigeants : ainsi lorsque ENDESA et IBERDROLA, les deux principaux opérateurs espagnols dans l'électricité, ont envisagé de fusionner, le régulateur espagnol a exigé des pertes de parts de marché élevées et l'opération ne s'est pas faite. Certains régulateurs (en Angleterre, en Espagne et en Italie notamment) ont même obtenu du législateur la fixation de parts de marché maximales. L'entreprise d'électricité italienne ENEL est ainsi passée de 75% à 50% de part de marché après la mise aux enchères d'une partie de ses centrales électriques. La même logique préside à l'introduction du « release gas », technique qui consiste à obliger l'opérateur historique à rétrocéder à ses concurrents une partie du gaz qu'il a acheté dans le cadre des ses contrats « take or pay ». Ce fut le cas en Angleterre, en Espagne et en Italie. Faire « maigrir » l'opérateur historique devient alors un objectif pour garantir l'accès des entrants à une ressource essentielle.

Il est à noter que la Commission de Bruxelles a accepté la prise de participation d'EDF dans le capital de l'électricien allemand EnBW (34% dans un premier temps puis 46% plus récemment) à condition qu'EDF cède 6 000 MW de puissance installée (sur près de 100 000 MW détenus). Comme le parc d'EDF est très largement d'origine nucléaire, il s'agit d'une vente « virtuelle » ce qui constitue une version « originale » de revente de capacité. En pratique EDF reste l'opérateur chargé de faire fonctionner les centrales mais le produit de ces centrales (des kwh) ne lui appartient plus. Début 2003 EDF avait ainsi rétrocédé 4 000 MW et la cession devrait s'achever fin 2003. Concrètement EDF vend à d'autres producteurs, distributeurs ou traders des contrats de mise à disposition d'énergie (6 enchères ont eu lieu entre janvier 2001 et janvier 2003).

Lors des enchères les contrats portent sur 1 MW minimum et se présentent sous deux formes : des centrales virtuelles (VPP pour Virtual Power Plant) et des produits sur obligation d'achat (PPA pour Power Purchase Agreement). Les centrales virtuelles (5 000 des 6 000 MW en question) correspondent à des droits de tirage pour la quantité de puissance acquise. Le prix atteint par l'enchère est celui d'une prime fixe mensuelle (par MW) pendant deux à trente six mois. Il donne droit

d'appeler la centrale lorsque l'acquéreur le souhaite (information transmise en J-1) afin de vendre les kwh produits à ses clients ou sur le marché spot. Sur 5 000 MW l'essentiel correspond à de la base (4 000 MW) et le reste (1 000 MW) à des équipements susceptibles d'être appelés aux heures de pointe. Avec les PPA l'enchère porte non plus sur un droit mensuel de tirage mais sur une quantité ferme d'énergie (contrat annuel comprenant un « bloc d'hiver » et un « bloc d'été »). Les enchères se déroulent sur une journée via internet. Au début de l'enchère EDF propose un prix du MW. Ce prix, peu élevé, fait apparaître une demande en général supérieure à la puissance à céder et après plusieurs tours le prix permet de faire coïncider l'offre et la demande.

Les régulateurs semblent aujourd'hui hésiter entre la conception « structuraliste » et la conception « industrielle » de la concurrence et cela introduit une incertitude qui constitue un risque pour les opérateurs, notamment les opérateurs historiques. Le régulateur peut tout à la fois accepter une fusion et envisager des réductions de parts de marché. Tout dépend de la conception du « marché pertinent » qui est la sienne. Il acceptera souvent des fusions horizontales à l'échelle du marché européen, se méfiera des fusions verticales, tout en exigeant des ventes de capacité sur les marchés nationaux. Certaines firmes optent pour une stratégie d'intégration verticale (être présent à tous les maillons de la chaîne qui va du producteur au consommateur); d'autres choisissent une stratégie d'intégration horizontale (contrôler le marché de la production ou celui de la distribution); certaines misent sur une stratégie de diversification en profitant notamment des synergies avec d'autres activités de réseaux (eau, téléphone etc. . .). Rappelons que 50% de la production nouvelle d'électricité se fera à l'horizon 2020 à partir du gaz naturel en Europe et que 50% des ventes supplémentaires de gaz se fera, à l'horizon 2020 en Europe, à destination de la génération électrique.

2.2. Missions de service public et incitations

Les directives européennes autorisent les législateurs nationaux à maintenir des missions de service public, que ce soit pour les clients éligibles ou les non-éligibles. Pour les clients encore captifs, la loi prévoit généralement un service minimum dit « service universel » applicable aux exclus ou défavorisés (la loi électrique française de 2000 prévoit un minimum de 3 kw de puissance installée). La loi française a également introduit le maintien d'une péréquation spatiale des tarifs, au nom de la solidarité nationale et de l'aménagement du territoire. Ces missions de service public ont un surcoût et il est logique que l'opérateur en charge de ces missions, obtienne une compensation financière. Le surcoût était financé via un fonds de compensation (FSPPE ou Fonds du Service Public de la Production d'Électricité) alimenté par tous les consommateurs. Il est, depuis janvier 2003, financé par une contribution (CSPE) prélevée au niveau du transport ou du consommateur final

non éligible. Pour les clients éligibles l'accès non discriminatoire aux infrastructures essentielles et le droit à un tarif de secours constituent des missions de service public. Lorsque tous les consommateurs seront éligibles (en 2007), la question se posera de savoir si ce service minimum et cette péréquation spatiale subsisteront ou non. D'autres missions d'intérêt général sont explicitement prévues par la loi, conformément aux directives européennes : la promotion des énergies renouvelables, le respect de l'environnement, la sécurité d'approvisionnement et la nécessité de programmer les investissements nécessaires à la satisfaction des générations futures (cf. J. Percebois 2002).

L'attribution des missions de service public peut se faire de plusieurs façons : par un système « pay or play » via des enchères ou une sélection comparative. On peut aussi les attribuer à l'opérateur historique et c'est en général la solution retenue avec le gaz et l'électricité en Europe.

La promotion des énergies renouvelables peut se faire via des prix rémunérateurs garantis, l'obligation d'un quota minimum imposé à chaque fournisseur, la fixation d'un quota avec possibilité d'acquérir des « certificats verts » pour les opérateurs qui souhaitent respecter ce quota en achetant des droits à des producteurs plus efficaces. La fixation d'un quota crée une incertitude sur le prix de revient de l'électricité verte qui sera produite. Le choix d'un système de prix garantis crée une incertitude sur la quantité d'électricité verte qui sera injectée sur le réseau. C'est actuellement le système retenu en France pour la promotion de l'électricité éolienne. Ainsi sur la base d'un contrat de 15 ans le kwh d'origine éolienne sera payé 8,38 centimes d'euros pendant les 5 premières années, 5,95 centimes les 5 suivantes et 3,05 centimes les 5 dernières années. Ces prix sur les dix premières années sont sensiblement supérieurs au prix du marché spot. La Commission de Régulation de l'Énergie souhaite cependant que l'on réexamine le dispositif de soutien aux énergies renouvelables, jugé trop avantageux. Elle se prononce en faveur d'un système de quotas (avec appels d'offre) et d'un système de « certificats verts » ces deux systèmes permettant d'atteindre au moindre coût les objectifs recherchés pour 2010 (22% de l'électricité produite à partir des renouvelables, comme le demande une directive européenne). On peut également envisager un système de souscription volontaire. Les clients révèlent une disposition à payer plus élevée pour de l'électricité verte que pour de l'électricité classique (fuel, charbon ou nucléaire). Comme il n'est possible de garantir à ce client la fourniture d'une électricité verte en raison des lois de Kirchhoff, cette disposition à payer un surcoût lui garantit simplement que grâce à lui de l'électricité « propre » sera injectée sur le réseau (EDF propose d'ailleurs un tel système à ses clients éligibles depuis début 2003 ; le surcoût varie entre 3 et 6% et l'électricité verte et elle est essentiellement d'origine hydraulique ou éolienne). Du côté des firmes qui optent pour cette souscription on met en avant la démarche altruiste d'un tel comportement ce qui peut se traduire par une « image commerciale positive ». Du côté des ménages la souscription

volontaire peut être un moyen de soulager sa mauvaise conscience à propos des dommages imposés à l'environnement. Deux éléments sont toutefois importants si l'on veut promouvoir un tel comportement et éviter le *free riding* :

- 1) il faut mettre en place des labels permettant de crédibiliser le comportement des producteurs.
- 2) il faut éviter des stratégies d'écrémage de la rente du consommateur par certains opérateurs qui pourraient être tentés, en segmentant le marché, de capturer et fidéliser une partie de la clientèle à fort pouvoir d'achat (se reporter à F. Mirabel et alii 2001).

La principale difficulté pour le régulateur consiste toutefois à s'assurer que les investissements de renouvellement et d'extension des capacités de production et de transport seront bien réalisés et qu'ainsi l'intérêt des générations futures sera préservé. La volatilité des prix de marché et l'incertitude sur la part de marché dont pourra bénéficier chaque opérateur incitent les investisseurs à la prudence et les conduit à donner la priorité aux investissements à temps de retour faible. Certes, le régulateur peut, par appels d'offre, faire procéder aux investissements nécessaires mais les risques de sous-investissement existent d'autant que certains opérateurs peuvent avoir intérêt à provoquer des congestions puisque les prix de marché seront alors plus élevés.

La concurrence, en faisant baisser les prix pour le consommateur final, ne doit se faire au détriment des générations futures et le régulateur doit veiller à ce que les incitations à investir soient suffisantes pour respecter la sécurité d'approvisionnement.

Conclusion

L'ouverture à la concurrence et la privatisation du secteur du gaz et de l'électricité ont modifié sensiblement les mécanismes de formation des prix tout au long de la chaîne qui va du producteur au consommateur. Elles ont introduit des risques nouveaux : risques de parts de marché, risques de volatilité des prix, risques – pays lors des acquisitions d'actifs à l'étranger. La raison d'être de ces réformes c'est la baisse des coûts donc celle des prix et partant la maximisation du bien-être du consommateur. Mais les restructurations industrielles qui accompagnent ces réformes sont de nature à créer des « pouvoirs de marché » et des comportements opportunistes manipulateurs et l'efficacité de ces réformes sera *in fine* fortement tributaire de la régulation qui sera mise en œuvre. Les effets pervers observés sur certains marchés (en Californie ou en Angleterre) tiennent plus à des défauts de régulation qu'à la trop grande confiance mise dans les mécanismes de marché. Certains échecs tels des faillites retentissantes d'opérateurs privés ou privatisés, des

pannes d'électricité à répétition, des « manipulations de marchés » au niveau du spot ou du sous-investissement chronique, conduisent certains auteurs à remettre en cause le « design » des industries électriques et gazières retenu par Bruxelles. Ne faudrait-il pas remplacer le système des bourses obligatoires ou facultatives par un système « d'acheteur unique » ? Dans ce cas, le gestionnaire du réseau (RTE en France) ne serait pas seulement l'opérateur en charge de dispatching et de l'équilibre du réseau de transport; il appellerait les centrales selon le « merit order » en étant le seul acheteur de tous les vendeurs potentiels. Il pourrait ainsi mieux « planifier » les programmes d'investissements de capacité. La renationalisation déguisée de certaines entreprises énergétiques en difficultés (comme British Energy par exemple) ne prouve-t-elle pas que l'État « brancardier » ne saurait se désintéresser d'activités aussi stratégiques que la production d'électricité, surtout lorsqu'elle est nucléaire ? Plus généralement cela pose la question du rôle de l'État face à de telles industries : les investissements à faible rentabilité financière mais à forte rentabilité socio-économique, comme c'est souvent le cas avec les services publics, peuvent-ils être durablement confiés à des opérateurs privés ? Si oui quel doit être le rôle d'un État-régulateur efficace ?

encadré 5

Éléments pour un bilan de l'ouverture à la concurrence dans le gaz et l'électricité

<i>VERTUS</i>	<i>CRITIQUES</i>
1) baisse des prix pour les clients éligibles (à court terme du moins)	1) hausse des prix relatifs pour les clients non-éligibles (subventions croisées)
2) gains de productivité grâce à l'aiguillon de la concurrence	2) licenciements massifs après les privatisations (cf. U.K.)
3) efforts de communication des opérateurs à l'égard de leurs clients	3) opacité des conditions tarifaires et asymétries d'information entre l'opérateur et le consommateur
4) restructurations industrielles favorables à l'émergence d'opérateurs européens plus efficaces grâce aux fusions-acquisitions	4) concentration et apparition de nouveaux monopoles usant de leur pouvoir de marché
5) recettes fiscales pour le budget de l'État grâce aux privatisations de certains opérateurs publics	5) forte volatilité du cours des actions des sociétés privatisées avec risques d'OPA et de faillites
6) synergies gaz-électricité grâce aux économies d'envergure	6) l'intégration verticale cède la place à l'intégration horizontale au niveau des marchés pertinents
7) les prix du marché sont un bon signal pour les opérateurs. Ils intègrent les externalités via les marchés de droits à polluer	7) la volatilité des prix du marché introduit une incertitude qui pénalise l'investissement de capacité (risque de sous-investissement)
8) les commissions de régulation et le juge sanctionnent les comportements déviants	8) l'asymétrie d'information favorise les stratégies spéculatives et les manipulations sur les marchés spot
9) les opérateurs inefficaces sont exclus du marché	9) l'échec du marché est coûteux pour le contribuable qui doit souvent renflouer les opérateurs en faillite.
10) le gaz et l'électricité deviennent des « commodities »	10) Les missions de service public sont souvent sacrifiées

Références

- Baumol W., J. Panzar et R. Willig (1982), *Contestable markets and the theory of industrial structure*, Harcourt-Brace-Jovanovich Publishers.
- Baumol W. et J. Sidak (1994), "The pricing of inputs sold to competitors", *The Yale Journal of Regulation*, vol.11, pp.171-201.
- Bouttes J.P. et J.M. Trochet (2002), « Marchés de gros et bourses d'électricité en Europe et aux États-Unis : où en sommes-nous ? », Communication à la Conférence Jules Dupuit, 5 décembre 2002, École des Ponts, Paris.
- Champsaur P. (2000), « Rapport sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité », Ministère de l'Économie, Paris (La Documentation Française).
- Chao H. et S. Peck (1996), "A market Mechanism for Electric Power", *Journal of Regulatory Economics*, vol.10, pp.25-59.
- Chao H. et S. Peck (2000), "Flow based transmission rights and congestion management" in *Electric Journal* octobre, pp. 38-58.
- Clastres C. et B. Sevi (2003), « Marchés spot et marchés financiers de couverture dans les industries du gaz et de l'électricité », *Économies et Sociétés*, n°2-3, pp.496-511.
- Combe E. (2002), *La politique de la concurrence*, Collection Repères, Ed. La Découverte.
- Commission Européenne (2002), « Deuxième rapport d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité », Document de travail des services de la Commission, (SEC - 2002)1038, Bruxelles.
- Cremer H. et J.J. Laffont (2002), "Competition in gas markets", *The European Economic Review*, n°46, pp.928-935.
- David L. et J. Percebois (2001), « Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès », *Économies et Sociétés*, (ISMEA) n°1-2, pp.165-195.
- David L. et J. Percebois (2003), "Third Party Access Pricing to the Network, Secondary Capacity Market and Economic Optimum : the case of Natural Gas", à paraître en 2003 dans *The Energy Studies Review*.
- Glachant J.M. et V. Pignon (2003), "Nordic Electricity Congestion's Arrangement as a Model for Europe : Physical Constraints or Operators' Opportunism", Communication au Colloque de Gaz de France (THOR), Paris Stade de France, 21 mars 2003 (document de travail ATOM).
- Hogan W. (1992), "Contract Networks for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economics*, n°4, pp.211-242.

- Hogan W. (2002), "Electricity Market Restructuring : Reforms of Reforms", *Journal of Regulatory Economics*, Vol.21, pp.103-132.
- Joskow P. Ed (2000), *Economic Regulation*, Edward Elgar.
- Laffont J.J. (1995), « La nouvelle économie de la réglementation, dix ans après », *Revue d'Économie Industrielle*, pp.331-366.
- Leveque F. (1998), *Économie de la réglementation*, Collection Repères, Ed. La Découverte.
- Mirabel F., J. Percebois et J.C. Poudou (2001), « Financement des missions de service public et rachat d'électricité verte », Communication au Colloque du PIREE, IDEFI, Sophia-Antipolis avril, repris in *Revue de l'Énergie*, n°529, septembre 2001, pp.433-443.
- Percebois J. (2001), « Énergie et théorie économique : un survol », *Revue d'Économie Politique*, novembre-décembre, pp.815-860.
- Percebois J. (2002), « La définition des missions de service public », *Revue de l'Énergie*, n°534, février, pp.81-89.
- Perrot A. (1997), *Réglementation et concurrence*, Éditions Economica.
- Schweppe F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors et R.E. Bohn (1988), *Spot pricing of electricity*, Kluwer Academic Publishers.
- Sharkey W. (1982), *The Theory of Natural Monopoly*, Cambridge University Press.
- Simon Y. et D. Lautier (2001), *Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque de prix*, 2^{ème} édition, Ed. Economica.
- Stoft S (2002), *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, John Wiley and Sons Publishers.
- Syrotta J. (2002), « Rapport sur l'ouverture du marché gazier français », Commission de Régulation de l'Électricité, Paris, 24 octobre.
- Wilson R. (2002), "Market Architecture", *Econometrica*, vol.70, n°4, pp.1299-1340.

dossier Jacques Percebois

Pays	Degré légal d'ouverture fin 2002 ou début 2003	Nombre de fournisseurs dont part de marché > 5%	Marché spot ?	Prix moyen du MWh sur le spot en 2002 en € (1)	Péage ATR (transport)	Péage moyen en €/MWh (moyenne tension) en 2002	Traitement des congestions transfrontalières (3)
Allemagne	100%	3	Bourse facultative (EEX)	24	Timbre-poste (négocié) (2)	25	Enchères avec Danemark et Pays-Bas
Belgique	52%	3	-	-	Timbre-poste régulé	15	Enchères avec Pays-Bas et PAPS avec France
Espagne	100%	4	Pool obligatoire (OMEL)	40	Timbre-poste régulé	15	Prorata avec Portugal, PAPS avec France
France	34%	1	Bourse facultative (Powernext)	23	Timbre-poste régulé	15	Enchères avec RU, PAPS avec Allemagne, Belgique, Espagne et Italie
Italie	45%	4	Bourse facultative (en cours)	-	Timbre-poste régulé	10	PAPS avec France et Suisse
Royaume-Uni	100%	10	Bourse facultative (NETA)	26	Timbre-poste régulé	10 à 15	Enchères avec France et Irlande
Suède	100%	3	Bourse facultative (Nordpool)	23	Tarification zonale	10	Market splitting avec Danemark, Finlande et Norvège

Source : à partir de données de la Commission des Communautés Européennes SEC (2002) 1038

(1) Moyenne annuelle des prix d'une fourniture plate de 24 heures (source : Platt's)

(2) Mais le système sera prochainement abandonné au prix d'un tarif régulé

(3) PAPS = Premier Arrivé, Premier Servi

Tableau 1 : Ouverture de la filière électrique en Europe

Pays	Degré légal d'ouverture fin 2002 ou début 2003	Compagnies détenant au moins 5% du Gaz disponible (1)	Péage ATR (transport) en 2003	Péage moyen en €/MWh (gros industriels) (2002)	Traitement des congestions (2)
Allemagne	100%	5	Distance (négocié)	2 à 7, 5	paps
Belgique	59%	5	Distance (régulé)	1 à 2	paps
Espagne	100%	3	Timbre-poste (régulé)	2 à 2, 5	paps
France	28%	2	Entrée-sortie (régulé)	2 à 5	paps
Italie	100%	5	Entrée-sortie (régulé)	2 à 4	Prorata
Royaume-Uni	100%	5	Entrée-sortie (régulé)	1, 5 à 3	Enchères
Suède	47%	1	Timbre-poste (régulé)	3, 5	Pas de congestion

Source : tableau construit à partir de données de la Commission Européenne SEC (2002) et Rapport J. Syrota 2002

(1) Gaz provenant de l'importation ou de la production nationale (chiffres 2002)

(2) paps = premier arrivé, premier servi

Tableau 2 : Ouverture de la filière gazière en Europe