

LES MISSIONS DES REGULATEURS DE SERVICES PUBLICS DANS UN ENVIRONNEMENT DEREGULE : OBJECTIFS, CONTRAINTES ET MOYENS

Jacques PERCEBOIS
Professeur à l'Université
Montpellier I
Directeur du CREDEN

La mondialisation est un processus qui, dans un contexte d'internationalisation croissante des activités, conduit à la mise en place de réseaux transnationaux de décision dans les domaines moteurs de la croissance que sont l'information, la recherche-développement, la finance, les technologies de pointe. La mobilité transnationale du capital, l'organisation de la production à l'échelle mondiale grâce à des moyens de communication et de transport de plus en plus performants et de moins en moins coûteux, l'autonomisation des centres financiers à l'égard des législations nationales font que l'autorité de l'Etat semble de plus en plus affaiblie. La confiance dans les mécanismes du marché et la croyance que le libéralisme économique est en mesure de résoudre tous les problèmes liés aux imperfections de ce marché font que les missions de l'Etat sont aujourd'hui cantonnées à des fonctions de « régulation ». Ce que l'on nomme le « retrait de l'Etat » s'est d'abord manifesté par l'abandon des politiques de contrôle des prix et des politiques de taux de change administrés ; elle s'est ensuite poursuivie par des politiques d'ouverture des échanges dans un contexte de désinflation compétitive. Elle prend aujourd'hui la forme d'un triple mouvement de « dérégulation, dé-intégration et privatisation » des industries de réseaux en charge de missions de service public.

La « dérégulation » (déréglementation serait un terme plus correct) c'est l'ouverture à la concurrence des activités qui ne fonctionnent pas en situation de monopole naturel. On sait que les industries de réseaux sont des activités organisées autour d'une infrastructure lourde : l'existence d'économies d'échelle voire d'économies d'envergure justifie alors la présence d'une seule entreprise pour distribuer ou transporter les fluides que sont le gaz ou l'électricité. Ces activités de réseau sont en outre génératrices d'externalités de demande (« effets de club » du fait des interconnexions) et d'externalités d'offre (l'accroissement du nombre d'utilisateurs justifie alors la diversification des services rendus sur ce réseau). Ces industries de réseau sont le plus souvent attributaires de missions de service public. Il s'agit de services dont la consommation est divisible mais leur caractère essentiel et une certaine défaillance du marché pour permettre à tous d'y accéder rendent nécessaire l'intervention de la puissance publique. Celle-ci, par le biais de la délégation de service public, a souvent accordé aux entreprises en charge de ces réseaux, le statut d'un monopole légal. Dans une économie de marché ouverte, sans entraves, il n'est pas à terme de monopole durable. Ce n'est plus le cas si des barrières à

l'entrée de type juridique sont établies par l'Etat. Le progrès technique, la recherche d'une meilleure efficacité, la remise en cause de la réalité même de ces économies d'échelle justifient l'ouverture à la concurrence de toutes les activités qui ne constituent plus des monopoles naturels au sens strict. Cette « dérégulation » s'accompagne alors d'une dé-intégration des divers niveaux d'intervention sur le réseau (production, transport, distribution physique, fourniture de services commerciaux). Il faut en effet éviter les subventions croisées entre les divers segments de la clientèle. En termes de prix la subvention croisée consiste à pratiquer un prix bas sur un segment du marché et un prix élevé sur un autre segment sans que cela se justifie pour des raisons de coût. En termes de coût elle consiste à répartir les coûts comptables de manière inégale sur les différents segments du marché ce qui permet à des opérateurs de fausser la concurrence en transférant certains coûts liés à des activités concurrentielles vers des activités où l'opérateur est en situation de monopole ; cela revient à pratiquer des prix de dumping. Quant à la privatisation c'est l'ouverture au privé du capital des opérateurs gestionnaires des réseaux. Elle accompagne souvent la dérégulation et la séparation comptable (voire juridique) des diverses activités mais elle n'est pas une obligation. Le Traité de Rome par exemple n'entend ni attenter au service public ni exclure la propriété publique. L'article 90 du Traité prévoit explicitement que l'existence de missions d'intérêt général puisse atténuer l'obligation d'ouvrir certaines activités à la concurrence ; l'article 222 considère que le choix entre propriété publique et propriété privée est de la compétence des Etats, en vertu du principe de subsidiarité.

Le passage d'une conception « discrétionnaire » à une conception « régulatrice » du pouvoir de l'Etat se traduit par l'abandon de politiques sectorielles volontaristes au profit de politiques horizontales d'encadrement. L'Etat ne doit plus prendre en charge lui-même la restructuration des industries énergétiques. Il est là pour édicter des règles de concurrence, un code de bonne conduite entre les opérateurs potentiels. Il peut recourir à un dispositif d'incitations, de menaces et de sanctions pour organiser le marché dans un souci d'efficacité. Cela le conduit alors à s'interroger sur ce que sont aujourd'hui les missions du régulateur, à réfléchir sur la façon dont elles doivent être organisées et financées et à s'assurer par le biais d'un double contrôle (ex ante et ex post) que ces missions sont remplies avec efficacité et en respectant des règles d'équité.

I - Les missions de l'Etat régulateur

La notion d'intérêt général est au cœur de la notion de service public. Trois dimensions sont généralement retenues lorsqu'on évoque des missions de services public comme le rappelle un récent rapport du Conseil Economique et Social :

- accès de tous à des services essentiels, y compris ceux qui sont menacés d'exclusion. Le « noyau dur » de ce service public est alors constitué par ce qu'il est convenu d'appeler le service universel ;
- la recherche d'une certaine cohésion sociale au sens de Léon DUGUIT ;
- la préoccupation d'une utilisation rationnelle et efficace de ressources collectives.

Les services publics à caractère industriel et commercial, à la différence des services publics de type administratif (défense, police, justice) ne sont pas des biens collectifs purs au sens de LINDAHL ce qui signifie qu'il y a rivalité entre les agents au niveau de l'usage (donc possibilité de congestion) et que l'exclusion par les prix est possible. Une garantie minimale d'accès est donc nécessaire. Sa mise en œuvre implique que « la collectivité doit mettre le service à disposition des usagers isolés géographiquement ou disposant de ressources modestes et ceci soit de manière obligatoire soit dans des conditions de coût raisonnable pour la collectivité » (Rapport C. MARTINAND, CES p.15).

Ces services obéissent bien sûr aux principes fondamentaux du droit public : la continuité qui implique que le gestionnaire du réseau ne soit pas défaillant, l'égalité de traitement qui impose que tous les usagers placés dans les mêmes conditions soient traités de façon identique (seules les subventions croisées voulues par le législateur sont alors légitimes), la mutabilité qui exige que l'opérateur fasse les efforts d'innovation suffisants pour adapter le service public aux nouvelles conditions technologiques et aux nouvelles exigences sociales.

C'est au législateur de fixer ces missions de service public et à lui seul. Le régulateur doit vérifier que ces missions sont remplies de façon efficace et équitable par l'opérateur en charge du réseau. La confusion des genres a pu faire, dans le passé, que l'opérateur, surtout lorsqu'il était public, assurait lui-même le rôle de régulateur et parfois celui du législateur. L'Etat régulateur doit, sur la base des objectifs fondamentaux fixés par le législateur (la représentation nationale), veiller au respect de règles précises : droit de la concurrence, respect des clauses du cahier des charges, respect de normes techniques ou environnementales etc... Il agira le plus souvent par le biais d'une commission dite de « régulation ».

Deux préoccupations majeures sont aujourd'hui au centre de toute « régulation » : le partage des rentes et la gestion des risques. L'exploitation d'un service public à caractère industriel et commercial doit logiquement générer un surplus, sauf à admettre que cette activité sera durablement financée par le contribuable. Ce surplus (cette « rente ») peut être utilisé de plusieurs façons : une partie peut être versée sous forme de dividendes aux actionnaires (y compris l'Etat lorsque l'entreprise est publique) ; une partie peut être récupérée par les consommateurs actuels sous forme de baisses de prix ou de services de meilleure qualité ; une partie peut être capturée par les salariés de l'entreprise sous forme d'augmentations de salaires ou d'amélioration des conditions de travail ; le reste enfin, et ce n'est pas la fraction la moins importante, doit permettre le renouvellement et l'extension des infrastructures ce qui revient à transférer une partie du surplus au consommateur futur. C'est au régulateur de proposer des clefs de partage et de veiller à ce qu'aucune des parties en présence ne soit lésée.

La gestion d'un service public à caractère industriel ou commercial est par ailleurs génératrice de risques, y compris lorsque l'opérateur bénéficie d'une position de monopole sur certains segments d'activité. La gestion déléguée (concession de service public) prévoit généralement que le concessionnaire finance lui-même tout ou partie de

l'infrastructure et qu'il se rémunère ensuite grâce aux tarifs payés par les consommateurs. La jurisprudence considère que l'opérateur doit prendre une « part substantielle du risque » et que seule le « risque majeur » et le « fait du prince » doivent donner lieu à indemnisation par l'autorité concédante (théorie dite de l'imprévision). En France c'est la concession de service public qui est le mode opératoire le plus courant. D'autres mécanismes existent comme la Private Finance Initiative utilisée en Grande-Bretagne. Les contrats de PFI sont des contrats à long terme par lesquels l'administration confie à un cocontractant la conception, le financement et la réalisation d'une infrastructure et du service public correspondant ; mais, à la différence de la concession, le cocontractant est cette fois rémunéré directement par l'administration. Il s'agit souvent d'un « péage fictif » dans la mesure où la rémunération versée sera fonction de la fréquentation réelle de l'infrastructure par les usagers. D'autres modalités comme le B.O.T. ou B.O.O. souvent rencontrées dans les pays en développement sont très proches de la concession ou de la PFI. La contrainte financière de l'Etat (trop endetté pour financer lui-même ces infrastructures) incite à développer l'initiative privée pour la construction et le fonctionnement de centrales électriques. Le rôle du régulateur est alors de veiller à ce que l'opérateur bénéficie d'une « juste rémunération » sans pour autant qu'il ne s'approprie des rentes excessives. Le rôle du régulateur doit davantage porter sur les résultats de cette délégation de service public. Il ne saurait en même temps contrôler tous les moyens mis en œuvre par l'opérateur, ce qui reviendrait à supprimer toute liberté d'action donc tout risque économique. Il faut seulement s'assurer que ces moyens sont compatibles avec le cadre réglementaire en vigueur.

Mais de plus en plus l'Etat régulateur est aussi le rempart derrière lequel s'abritent ceux qui ont à souffrir de risques que le marché ne semble pas pouvoir ni vouloir prendre en compte. Tel est le cas aujourd'hui avec ce que l'on nomme les « risques majeurs » c'est-à-dire des risques liés à la gestion en longue période de ressources communes qui peuvent être menacées (effet de serre, gestion des déchets nucléaires, épuisement de ressources énergétiques non renouvelables...). Ce qui caractérise ces risques c'est la concomitance de trois traits :

- 1) l'existence d'une incertitude scientifique majeure ; des controverses existent sur la nature et la portée de ces risques. Le « principe de précaution » impose dès lors à l'Etat de prendre des mesures conservatoires en attendant que l'information scientifique devienne meilleure.
- 2) l'existence d'une dépendance intergénérationnelle pour ce qui concerne la gestion de ces risques ; ce sont des risques à très long terme (plusieurs centaines voire plusieurs milliers d'années) et les choix qui seront faits par les générations présentes auront nécessairement une incidence sur les comportements des générations futures.
- 3) la difficulté à donner une valorisation monétaire des conséquences observées ou prévisibles. Ce sont en général des risques dont le coût est difficile à estimer à la fois parce que le calcul économique implique le très long terme (on ne peut pas actualiser au-delà de 50 ans car, quel que soit le taux retenu, la valeur présente d'une somme d'argent disponible à cette échéance est dérisoire), mais aussi parce qu'il convient de prendre en considération, dans les avantages et les coûts, la valeur d'éléments qualitatifs qui n'ont pas de prix sur un marché (valeur de la

vie humaine, valeur d'une ressource épuisée ou d'un paysage irrémédiablement détruit...). Certes divers mécanismes existent pour tenir compte de tels phénomènes. L'introduction de « valeurs d'option » à côté de la valeur d'usage d'un actif, c'est-à-dire d'une disponibilité à payer pour maintenir ouverte une option, permet d'attendre que davantage d'informations soient acquises pour prendre des décisions définitives. On peut aussi introduire des « valeurs d'existence » ou des « valeurs de legs » pour tenir compte de la satisfaction que peut ressentir un individu de l'usage que les générations futures pourront faire d'un actif environnemental qui aura été sauvegardé.

Le concept de « bien public mondial » permet en outre de comprendre que la gestion de certaines ressources n'a de signification qu'au niveau international et requiert la mise en œuvre d'une « régulation mondiale » ou à défaut d'une coopération entre régulateurs nationaux.

II - L'organisation des missions de service public

Trois questions préalables et fondamentales doivent être posées lorsqu'on se préoccupe du schéma organisationnel des services publics à caractère industriel et commercial tels que la distribution de l'électricité et du gaz naturel (cf E. COHEN p.227).

- « 1. - Faut-il confier à une entreprise une position de monopole au motif qu'elle exerce certaines missions de service public ?
- 2 - Est-il nécessaire qu'un service public soit assuré par une entreprise publique ?
- 3 - Est-il acceptable qu'une entreprise mêle activités de service public et activités concurrentielles sans stricte séparation comptable ?... »

Il est aujourd'hui admis qu'il faut dissocier l'activité physique de distribution de certains fluides qui fonctionne en situation de monopole naturel, de l'activité commerciale de fourniture des services liés à cette infrastructure qui, elle, est susceptible de compétition entre divers opérateurs (l'opérateur historique qui a construit le réseau et des « entrants » capables de fournir le même service pour peu qu'ils aient accès au réseau moyennant péage). Pour la gestion du réseau physique la mise en compétition du contrat de gestion déléguée est généralement la forme la plus courante d'introduction de la concurrence. Cette concurrence ne s'effectue pas alors « dans le marché » mais « pour le marché » ce qui confère au gestionnaire de l'infrastructure une position de monopole pour la durée du contrat. L'attribution des « licences » peut se faire soit de gré à gré, soit après soumission comparative (« la technique du concours de beauté ») soit aux enchères (technique dite du competitive bidding). En cas d'enchères il faudra tenir compte de la « malédiction du vainqueur » et des risques de collusion entre les opérateurs potentiels. Mais J. CREMER et J.J. LAFFONT nous rappellent que si les participants tiennent compte de ce phénomène, comme ils doivent rationnellement le faire, la malédiction du vainqueur disparaît et le vainqueur obtient le bien à un prix inférieur à sa vraie valeur.

L'accès à l'infrastructure doit alors être possible moyennant un péage (« charge d'accès ») fixé de façon objective, transparente et non discriminatoire. C'est le

système de l'ATR (accès des tiers au réseau). Mais cet accès serait une fiction si l'opérateur historique qui gère seul le réseau et est en compétition avec les nouveaux entrants pour le reste de l'activité, fixait lui-même les charges d'accès. C'est la raison pour laquelle l'ATR régulé est aujourd'hui généralement préféré à l'ATR négocié. C'est au régulateur d'intervenir à ce niveau en s'assurant qu'il n'y a pas de subventions croisées entre les divers niveaux d'activité. La séparation comptable (unbundling) des activités de production, transport, distribution, fourniture de services est alors un préalable et le plus souvent cette séparation comptable conduit à retenir une séparation juridique des divers opérateurs présents en amont et en aval.

Trois questions doivent alors être résolues par le régulateur :

- Comment rendre cohérents des systèmes de prix fixés selon des logiques différentes en amont et en aval de la chaîne énergétique ?
- Comment fixer les tarifs d'accès à l'infrastructure ?
- Comment assurer le financement des missions de service public qui coexistent avec une activité commerciale normale ?

1) La cohérence du système des prix. En amont de la chaîne, au niveau de la production ou de l'importation du gaz ou de l'électricité, la tendance est de recourir à des marchés spot ce qui induit tout à la fois une forte volatilité des cours et des mécanismes financiers de couverture sur des marchés à terme ; certes l'importation de gaz demeure en Europe encore largement assurée dans le cadre de contrats TOP (take or pay) mais, du fait des formules d'indexation sur les produits pétroliers et du développement de marchés spot, le prix devient de plus en plus volatil. Il n'est pas rare en revanche que le prix de l'électricité sortie centrale fluctue heure par heure en fonction de l'offre et de la demande (c'est le cas dans plusieurs pays européens ou en Amérique). Au milieu de la chaîne qui va du producteur au consommateur, c'est-à-dire au niveau du transport et de la distribution physique du gaz et de l'électricité le prix est réglementé et sous le contrôle du régulateur (du moins lorsque l'ATR est la règle). En aval, au niveau du service rendu (fourniture du courant électrique ou de la thermie-gaz avec des services annexes plus ou moins nombreux) le prix est soit libre (donc variable selon l'élasticité-prix de la demande) soit étroitement réglementé par une commission de régulation qui souhaite ainsi protéger le consommateur final contre tout abus de position dominante (via par exemple un « price-cap » plus ou moins contraignant). On peut donc se retrouver dans une situation où le prix « administré » rendu utilisateur final est inférieur au coût d'achat et d'acheminement du fluide supporté par le fournisseur, notamment si ce distributeur-fournisseur n'est pas lui-même présent dans l'amont de la chaîne. C'est un peu ce qui s'est produit en Californie : les distributeurs d'électricité, dont les prix de vente étaient plafonnés par le régulateur, ont été contraints d'acheter leur électricité à des prix très élevés en raison de problèmes de congestion et de certaines pratiques collusives observées sur le marché spot de la part des producteurs californiens ou situés hors de Californie. Le rôle du régulateur est donc de s'assurer ex ante que les trois logiques de prix (amont, transport, aval) sont compatibles et n'induisent pas des effets pervers.

2) La fixation des charges d'accès sur le réseau

C'est sans doute l'une des questions les plus délicates. L'opérateur historique reste généralement le gestionnaire de l'infrastructure mais obligation lui est faite de bien dissocier les coûts d'acheminement sur ce réseau (entretien et renouvellement du réseau inclus) des autres coûts. La séparation juridique des divers niveaux d'activité constitue une garantie. Sur le réseau de gaz comme sur le réseau d'électricité trois grands systèmes sont en théorie possibles :

- une tarification nodale (cf. F. SCHWEPPE et W. HOGAN), qui consiste à calculer l'écart entre les prix optimaux du fluide aux divers nœuds du réseau maillé et à considérer que cet écart correspond à un coût de transport. Ce système ne reflète pas un trajet physique mais une différence entre prix nodaux suite à une injection et/ou un soutirage en un point quelconque du réseau. C'est une tarification optimale de premier rang mais qui ne permet pas de récupérer tous les coûts fixes. Il est donc nécessaire de lui adjoindre une tarification de type RAMSEY-BOITEUX si l'on s'impose une contrainte d'équilibre budgétaire intertemporel. La tarification entrée-sortie constitue une approximation d'une tarification nodale.
- une tarification de type « itinéraire contractuel » fondée sur un trajet réel ou un trajet fictif et qui permet de tenir compte, au moins en termes approximatifs, de la distance qui sépare le producteur du consommateur. Ce système est souvent utilisé pour le gaz et le problème est alors de répartir les coûts fixes entre la capacité réservée sur le réseau et la quantité de fluide qui transite réellement sur ce réseau (cf. L. DAVID et J. PERCEBOIS). Un marché secondaire des capacités réservées est également possible ce qui permet d'introduire une certaine flexibilité dans le système de réservation. Il faut noter toutefois que cette tarification à la distance peut être discutable si l'opérateur en charge du réseau procède à des swaps au niveau de l'approvisionnement des clients. Ce système de tarification nuit à la contestabilité du marché puisqu'il défavorise les contrats entre producteurs et consommateurs éloignés (cf. Rapport CHAMPSAUR). Ce système de tarification à la distance reste souvent utilisé sur les réseaux de gaz .
- une tarification de type « timbre-poste » qui implique un tarif forfaitaire indépendant de la distance qui sépare le producteur du consommateur. C'est le système le plus utilisé sur les réseaux d'électricité. La totalité ou une partie du timbre-poste peut être à la charge du producteur ou à celle du consommateur. Une harmonisation des systèmes tarifaires est toutefois nécessaire lorsque le fluide traverse plusieurs pays si l'on veut éviter des phénomènes de pancaking ou des effets pervers qui feraient que certaines exportations seraient doublement taxées ou à l'inverse totalement exonérées.

D'autres questions doivent également être tranchées par le régulateur notamment celles qui concernent la gestion des congestions, d'une part, l'extension du réseau d'autre part. En cas de congestion plusieurs systèmes sont théoriquement possibles : la règle du prorata, celle du « premier arrivé premier servi », la technique des enchères. Il faut alors veiller que le produit des enchères ne revienne pas au transporteur sinon celui-ci peut avoir intérêt à provoquer de telles congestions en sous-dimensionnant le réseau. Le régulateur doit en outre s'assurer que les investissements de renouvellement

et d'accroissement des infrastructures soient réalisés en temps voulu. En cas de défaillance de l'opérateur il devra procéder à des appels d'offre voire prononcer la déchéance du contrat de délégation (ou simplement le retrait de la licence...).

- 3) Le financement des missions de service public stricto sensu. Pour financer les coûts liés à la péréquation spatiale des tarifs (visant à ne pas pénaliser les consommateurs géographiquement isolés), au service universel (visant à assurer l'accès à un minimum d'énergie pour des clients non solvables) ou à d'autres obligations imposées par le législateur (priorité aux énergies renouvelables, priorité aux énergies nationales, etc...) plusieurs systèmes sont possibles : le recours à l'impôt (c'est alors le contribuable qui paie pour l'utilisateur), le recours à un fonds spécial alimenté par tous les opérateurs (au prorata des quantités fournies) le financement par subventions croisées (certains consommateurs paient pour d'autres), ou un prélèvement supplémentaire au niveau des charges d'accès sur le réseau. Le fonds spécial semble actuellement la solution la plus utilisée. C'est généralement l'opérateur historique qui est en charge de ces missions particulières. Un problème particulier se pose lorsqu'existent des stranded costs (coûts échoués) c'est-à-dire des coûts non encore amortis et qui avaient été supportés par l'opérateur historique avant l'ouverture à la concurrence des industries de réseau. Il est légitime que cet opérateur récupère ces coûts mais l'asymétrie d'information qui existe entre le régulateur et le régulé rend parfois difficile leur évaluation. Pour certaines missions de service public on peut admettre que la souscription directe par le consommateur soit également possible. Tel est le cas par exemple pour un consommateur qui serait disposé à payer un prix plus élevé pour bénéficier d'une « électricité verte ». On peut montrer que, sous certaines conditions, le financement volontaire des consommateurs par souscription directe peut être préférable du point de vue collectif (cf. F. MIRABEL, J. PERCEBOIS, J.C. POUDOU).

III - Le contrôle du régulateur : légitimité et efficacité

Le système aujourd'hui le plus couramment rencontré au niveau de la régulation est celui de Commissions nationales indépendantes, nommées par le pouvoir politique et qui agissent en liaison avec le pouvoir judiciaire (tribunaux ou Cour Européenne de justice par exemple). Ces Commissions de Régulation disposent de pouvoirs plus ou moins étendus : elles donnent des avis au Ministère, peuvent prendre des sanctions (pénalités financières), peuvent procéder aux appels d'offre ou à l'attribution des licences, etc...

Un premier problème se pose : celui de leur légitimité. Certains considèrent qu'une « autorité de régulation » est moins légitime que le gouvernement qui la désigne, même si elle agit en son nom, dans la mesure où elle n'est pas constituée d'élus. Il convient toutefois de rappeler que ces Commissions agissent au nom de l'Etat et que, dans certains cas elles peuvent être constituées, au moins partiellement, d'élus. En outre comme l'indique E. COHEN (p.258) « quoique non élue l'autorité de régulation n'en est pas moins légitime. Elle tire sa légitimité de la loi qui l'instaure, des contre-pouvoirs qui la bornent,

de la procédure de nomination de ses dirigeants, des modalités de mise en cause de leur responsabilité. Dirigée par un collège de Commissaires nommés par les plus hautes autorités de l'Etat pour un mandat non révocable, d'une durée déterminée par la loi, elle est assurée de durer plus que le pouvoir politique qui l'a nommée, ce qui est la condition première de l'indépendance » In fine ces commissions agissent toujours sous le contrôle du juge qui, ex post, peut ainsi contester des décisions prises ex ante... Le problème est en revanche souvent un problème de chevauchement de compétences entre les commissions nationales, fédérales, ou supranationales (à terme une telle Commission existera à Bruxelles pour l'Union Européenne).

Le second problème que pose le fonctionnement d'un tel système de régulation est celui de l'efficacité de l'action des Commissions. F. LEVEQUE rappelle qu'il y a deux visions opposées du comportement du régulateur : celle de l'économie publique normative et celle de l'économie industrielle positive. Dans le premier cas le régulateur est une entité désintéressée et infaillible qui n'est contrainte ni par des difficultés de collecte d'information, ni par des capacités de calcul limitées. C'est un être bienveillant, omniscient et qui n'est guidé que par l'intérêt général. Dans le second cas le régulateur est soumis à l'influence des groupes de pression (tant du côté des opérateurs que de celui des consommateurs) ; il est mal informé (asymétrie d'information) et susceptible de devenir vénal. Il poursuit un intérêt propre, peut se tromper dans ses décisions qui procèdent toujours d'une démarche empirique et positive. La probabilité qu'il soit « capturé » (au sens de STIGLER) est donc forte et du coup ses décisions seront souvent contestées. Un régulateur efficace cherchera à faire prévaloir une tarification « cost reflective » (des prix liés aux coûts réellement supportés) ; il se préoccupera de garantir un minimum de compétition entre les opérateurs afin d'éviter tout abus de position dominante, n'oubliera pas les missions de service public et garantira un « juste partage » du surplus entre tous les participants à l'échange. En tant que « répartiteur de rentes » il doit se préoccuper d'équité.

On peut cependant se demander si, pour garantir l'ouverture réelle d'un marché jusqu'alors organisé sous le régime du monopole, la régulation ne doit pas être par principe asymétrique. Le régulateur ne doit-il pas opter pour une discrimination positive en faveur des nouveaux entrants, en imposant par exemple un plafond à la part de marché détenue par l'opérateur historique, en obligeant celui-ci à revendre une partie de ses capacités de production ou en fixant des charges d'accès sur le réseau inférieures au coût réel afin d'obliger l'opérateur à révéler ses vrais coûts ? C'est la démarche adoptée par certains régulateurs (voire certaines législations comme en Italie) qui imposent à l'opérateur historique de vendre aux enchères une partie de ses centrales électriques ou de revendre sur un marché spot une fraction du gaz négocié dans le cadre d'un contrat T.O.P. (logique du « gas release »). C'est la démarche adoptée par le régulateur britannique des télécommunications qui avait imposé des tarifs d'interconnexion plus bas que ceux auxquels tout le monde s'attendait, pour obliger l'opérateur en charge du réseau à révéler ses coûts et à les justifier.

Le troisième et peut-être principal problème auquel est confronté le régulateur reste celui des collusions entre opérateurs. On peut montrer que sous certaines

conditions certaines firmes adoptent des comportement de restriction de capacité pour faire monter les prix sur le marché spot (reproche souvent adressé au pool anglais de l'électricité lorsqu'il existait). Les transporteurs peuvent avoir intérêt à limiter l'extension du réseau afin de provoquer des congestions et tirer un bon prix lorsque les capacités disponibles sont mises aux enchères. On a souvent tendance à affirmer que l'entreprise publique concessionnaire de service public surinvestit par crainte de la défaillance (thèse dite de la surcapacité de SPENCE), tandis que l'entreprise privée aurait plutôt tendance à sous-investir afin de garantir une rentabilité minimale du capital investi et de faire monter les prix du marché lorsque ces prix ne sont pas fixés selon une logique de price-cap. Quelles sont les stratégies d'alliances, de fusions ou d'acquisitions qui se dessinent derrière ce vaste mouvement de « dérégulation » ? L'enjeu du processus d'ouverture à la concurrence dans le gaz comme dans l'électricité c'est la constitution de groupes industriels capables à l'échelle internationale de représenter un chiffre d'affaires bien supérieur au PIB de certains Etats. A terme ce processus ne risque-t-il pas d'engendrer un retour à une situation oligopolistique ? Les régulateurs auront-ils alors les moyens d'empêcher les ententes et abus de position dominante ? A terme quel sera le nombre d'opérateurs présents sur le marché ?

*
* *
*

Le processus d'ouverture à la concurrence et de privatisation est loin d'être achevé. Il a eu indiscutablement des effets positifs sur les prix rendus utilisateur final dans beaucoup de cas. Il était souvent inévitable du fait de la défaillance du secteur public dans certains pays . Il faut toutefois être prudent quant à l'interprétation des baisses de prix observés lors de l'ouverture à la concurrence d'une industrie de réseau : cela peut correspondre à une diminution de la rente de monopole due à la concurrence, à un moindre effort au niveau de l'entretien et du renouvellement du réseau, à un dumping social au détriment des salariés ou à un transfert de certaines charges sur le contribuable. Cette baisse des prix peut aussi être la simple révélation d'un excédent de capacité comme l'a rappelé J.P. HANSEN lors d'un séminaire J. DUPUIT (Paris avril 2001). Les opérateurs procèdent à une rationalisation de l'outil de production, suppriment les capacités les moins rentables. On risque à terme d'observer une nouvelle hausse des prix dès que la surcapacité aura disparu... Cela ne doit cependant pas faire oublier que ce processus porte en lui les germes d'effets pervers si la régulation qui l'accompagne n'est pas d'une efficacité suffisante. Certains dysfonctionnements observés récemment en Californie ou ailleurs posent dès lors une question fondamentale : une politique énergétique est-elle encore nécessaire ou faut-il s'en remettre aux seuls mécanismes du marché pour assurer l'approvisionnement énergétique d'un pays ? La relance probable du programme nucléaire aux Etats-Unis montre que l'Etat ne doit pas abandonner les prérogatives régaliennes qui sont les siennes : l'indépendance énergétique, la sécurité d'approvisionnement constituent des objectifs que seul l'Etat peut maîtriser en longue période. C'est à lui de fixer la direction à prendre et au marché d'être suffisamment performant pour répondre à son attente.

BIBLIOGRAPHIE

- BARANES (E) (1998) «Réglementation et ouverture à la concurrence des activités en réseaux : le cas des télécommunications »
Revue Française d'Economie vol.XIII, n°4, automne (repris in
Problemes Economiques n°2640, 17 novembre 1999)
- COHEN (Elie) (2001) « L'ordre économique mondial. Essai sur les autorités de
régulation », Ed. Fayard (305p)
- COSSALTER (P) et du MARAIS (B) (2001) « La Private Finance Initiative » Institut de la
Gestion Déléguée, mars (88p)
- CREMER (J) et LAFFONT (J.J.) (2000) « Pour ou contre les enchères du spectre hertzien
pour la téléphonie mobile en France » (Working Paper, Université de
Toulouse, IDEI) mai (site internet) (16 pages)
- DAVID (L) et PERCEBOIS (J) (2001) « Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité :
la fixation des charges d'accès » Cahiers de Recherche CREDEN n°01
0521 (disponible sur le site CREDEN); une version simplifiée
paraîtra au 1^{er} semestre 2001 dans Economies et Sociétés, Cahiers de
l'ISMEA (N° spécial) (35p)
- HANSEN (J.P.) (2001) « Industries de réseau : qu'y -t-il entre le marché et le plan ? »
Conférences Jules DUPUIT, Ecole Polytechnique et Ecole Nationale
des Ponts et Chaussées, 3 avril (7p)
- HENRY (C) (1997) « Concurrence et services publics dans l'Union Européenne », PUF
Economie (225p)
- LEVEQUE (F) (1998) « Economie de la réglementation », Collection Repères, La
Découverte (125p)
- MARTINAND (C) (2001) « La maîtrise des services publics urbains organisés en réseaux »,
Rapport au Conseil Economique et Social, Journaux Officiels (séance
du 24 avril 2001, n°8, jeudi 3 mai 2001)
- MIRABEL (F), PERCEBOIS (J) et POUDOU (J.C.) (2001) « Financement des missions de
service public de rachat d'électricité verte » Communication au
Colloque International « Economie de l'Environnement » (PIREE),
Sophia Antipolis, 5-6 avril (30p).

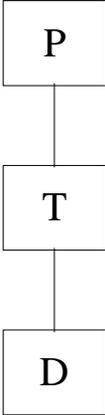
NEWBERY (D.M.) (2000) « Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Industries », The MIT Press, Cambridge, Mass (466p)

PERCEBOIS (J) (1999) « L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques : un survey » (avec commentaire de A. AYOUB, M. BOITEUX et J.P. BOUTTES) in Revue de l'Energie n° spécial « 50 ans de la Revue n°509, septembre.

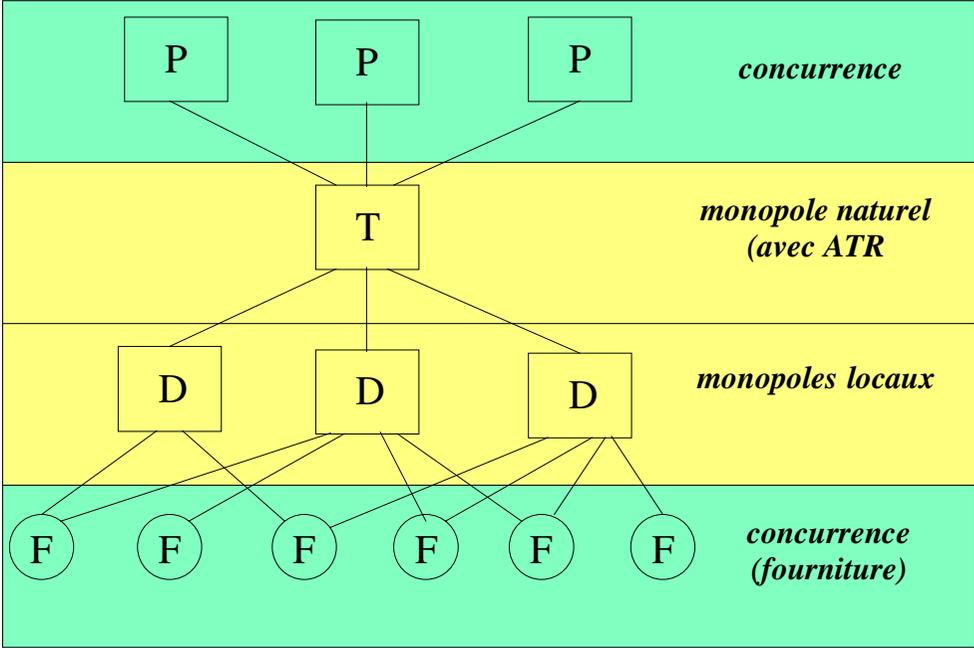
SERVICES PUBLICS A CARACTERE INDUSTRIEL ET COMMERCIAL (SPIC)

- « Biens de première nécessité »
(défaillance du marché pour un accès de tous)
- Biens distribués à travers un « réseau »
(infrastructure lourde; idée de « monopole naturel »)
- Recours traditionnel à la « concession de service public »
(autorité concédante : la commune ou l'Etat)
(entreprise privée ou publique concessionnaire de service public. Cas des EPIC soumis au principe de spécialité)
(exceptionnellement : système de la régie communale)

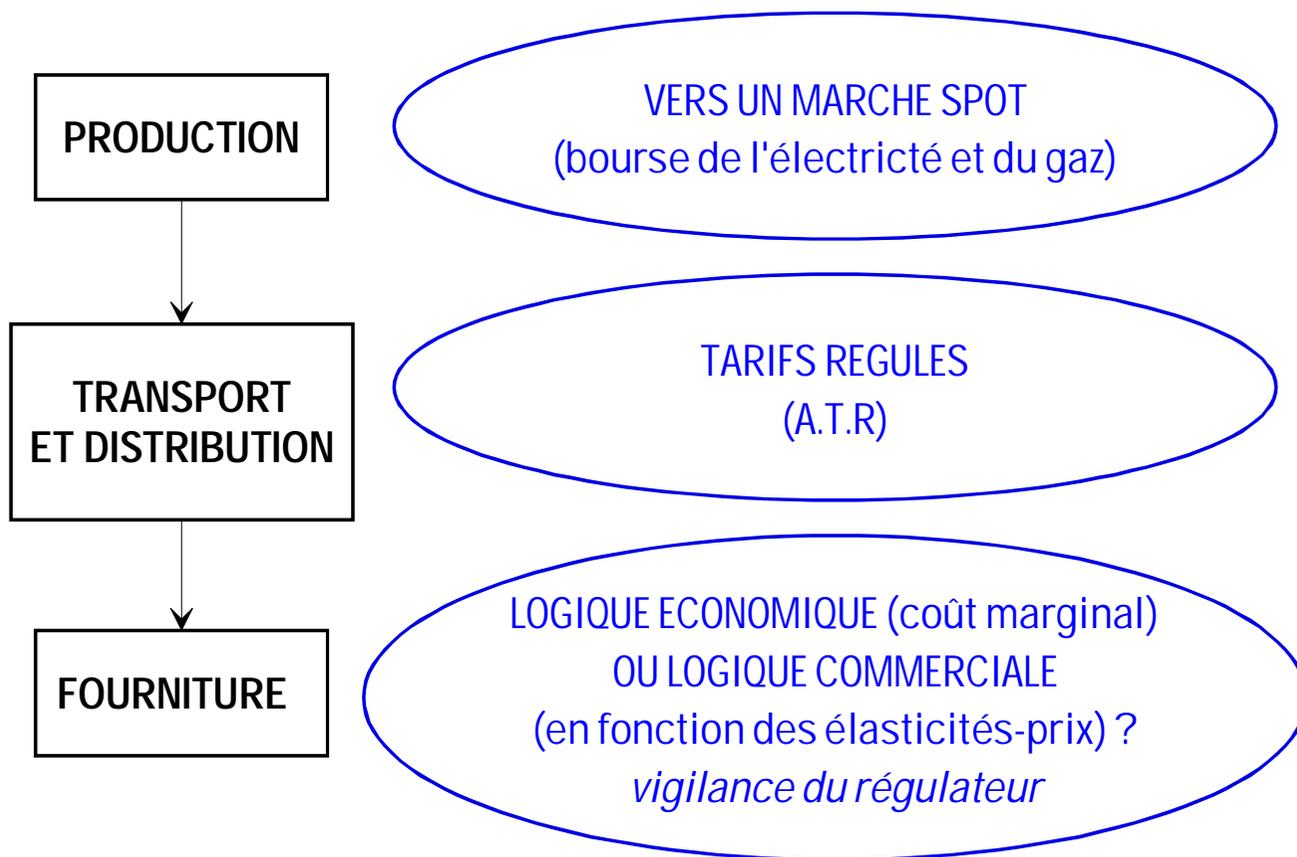
**SCHEMA CLASSIQUE
ENTREPRISE (PUBLIQUE) INTEGREEE**



**SCHEMA DEREGULE
et DE-INTEGRE
(souvent avec privatisation)**



FIXATION DES PRIX



PROBLEMES { LA COHERENCE DES 3 SYSTEMES ?
QUID DE LA PEREQUATION ?

PRIX DIRECTEURS DE L'ENERGIE

- **Tendances contradictoires?**
 - La concurrence doit faire baisser les prix (cf. M. Mario MONTI)... sauf si les alliances et les fusions-acquisitions conduisent à un processus de cartellisation (vigilance de Bruxelles et des commissions de régulation)
 - La prise en compte des externalités (effet de serre, pollution) et le souci de la sécurité d'approvisionnement doivent inciter à faire monter les prix (cf. Mme LOYOLA de PALACIO). Des prix élevés permettront d'améliorer l'efficacité énergétique et relanceront le nucléaire (cf. Green Paper de Bruxelles)
- **Quel prix directeur ?**
 - Le pétrole tant qu'il aura des usages captifs et demeurera l'énergie de « bouclage » des bilans énergétiques
 - À terme le gaz naturel si les usages captifs du gaz se développent (cf. production d'électricité, piles à combustibles)

LES MISSIONS DE SERVICE PUBLIC

(fixées par le régulateur)

I – CONTENU

- **Continuité (sécurité d’approvisionnement)**
 - à court terme
 - à long terme
 - qualité (pas de micro-coupures)
- **Egalité de traitement**
 - pas de discrimination (non voulue par le législateur)
 - pas d’exclusion dans régions isolées (péréquation ?)
- **Service Universel Service Minimum pour les plus démunis**

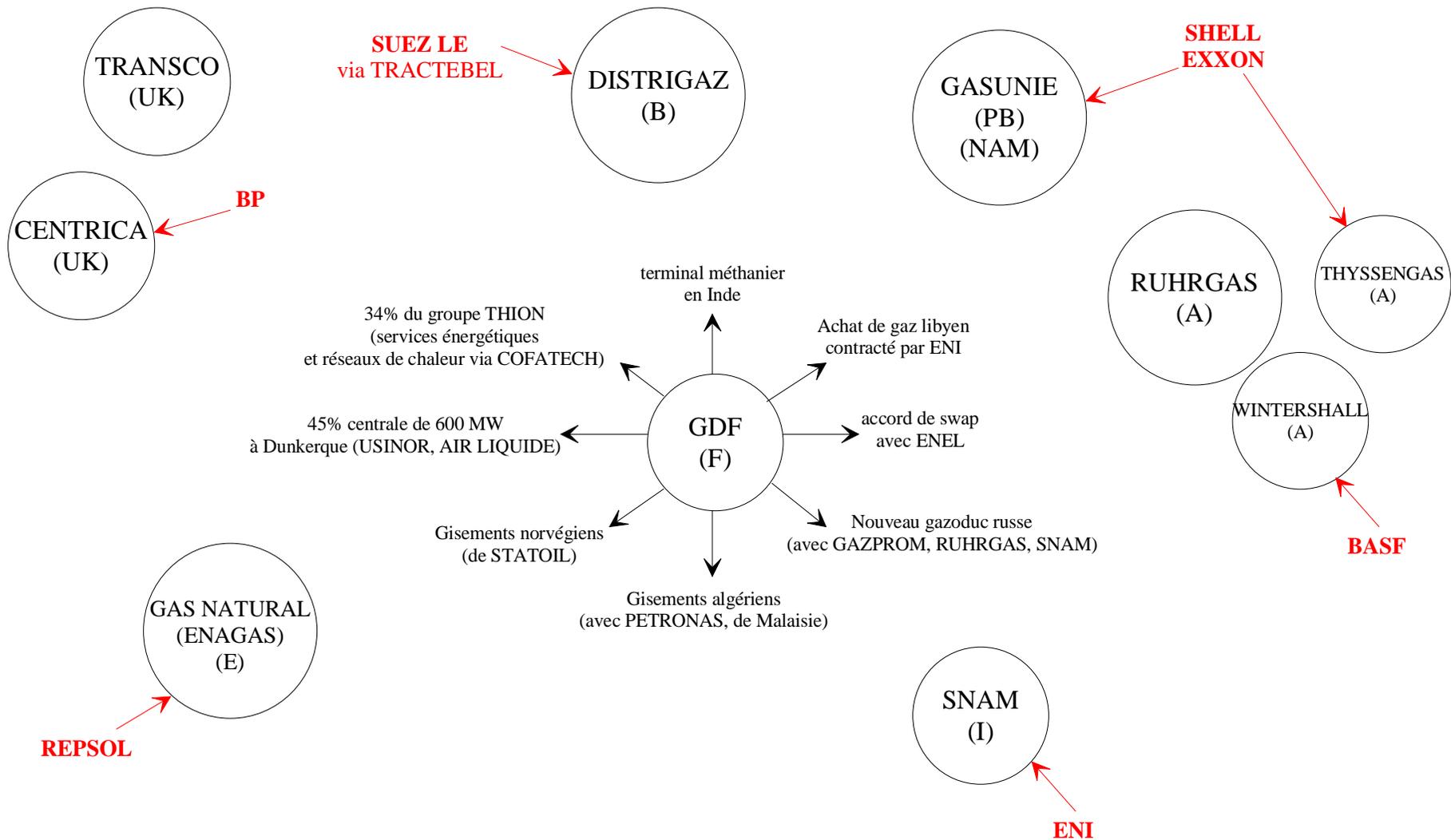
(CF. Fonds du Service Public de l’Electricité, créé par la loi de février 2000 et Fonds de péréquation depuis 1946)

II – FINANCEMENT

- **Subventions croisées**
À l’initiative de l’opérateur historique
- **Fonds spécial alimenté par une taxe**
(prélevée sur les contribuables ou sur les consommateurs d’électricité)
- **Charge d’accès sur le réseau (ATR)**
(opérateur historique exonéré ?)
- **Souscription volontaire**
(Surcoût payé par les acheteurs d’électricité verte)

Implantations d'EDF à l'étranger (et projets)

en EUROPE		en Amérique		en Asie et en Afrique	
Allemagne	EnBW (34 %)	Argentine	Endenor (81%)	Egypte	EDF (100%)
Royaume-Uni	London Electricity (100%) Swed	Brésil	Light (64%)	Chine	Shandong (20%)
Suisse	Motor Columbus (20%) ATEL (13%)	Mexique	EDF (100%)	Côte d'Ivoire	CIE
Suède	Graninge (36%)				
Autriche	Estag (20%)				
Hongrie	Edasz (29%) Demasz (50%) BERT (89%)				
Pologne	Eck (58%)				
Italie	Montedison (20%) ISE (30%)				
Projets					
Espagne	Hydrocantabrico via EnBW	Amérique centrale ?		Iran	BOT gaz ?
Italie	Centrales ENEL	Brésil	CESP		



GDF FACE AUX GAZIERS EUROPEENS