



**Conférence
des Nations Unies
sur le commerce
et le développement**

Distr.
GÉNÉRALE

TD/B/COM.2/CLP/60
26 avril 2007

FRANÇAIS
Original: ANGLAIS

CONSEIL DU COMMERCE ET DU DÉVELOPPEMENT

Commission de l'investissement, de la technologie
et des questions financières connexes
Groupe intergouvernemental d'experts du droit
et de la politique de la concurrence
Huitième session
Genève, 17-19 juillet 2007
Point 3 i) de l'ordre du jour provisoire

OUVERTURE À LA CONCURRENCE DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Étude du secrétariat de la CNUCED

Résumé

Un bilan des réformes du marché de l'électricité et du gaz naturel déjà entreprises par nombre de pays met en lumière la persistance de problèmes non négligeables d'emprise sur le marché. Cette situation s'expliquerait par les caractéristiques particulières de l'électricité et du gaz naturel qui facilitent la constitution de positions dominantes: faible réaction du côté de la demande, complexité de la réglementation économique, tendance apparente à la réintégration dans la chaîne d'approvisionnement d'éléments qui en avaient été précédemment détachés et difficultés que pose l'application aux marchés de l'énergie des méthodes traditionnelles de définition du pouvoir de marché et d'analyse des fusions. Le présent document met en lumière certaines des difficultés rencontrées par les pays en développement qui veulent réformer leur marché de l'énergie. Ces difficultés ont trait notamment aux risques politiques inhérents à la réforme de secteurs qui sont stratégiques et d'une importance capitale pour le développement, à l'absence d'un modèle unique de réussite en matière de réforme, à la nécessité d'interpréter et d'adapter les exemples de succès au contexte national et à la complexité et au coût de la réglementation économique.

TABLE DES MATIÈRES

| | <i>Page</i> |
|--|-------------|
| I. CONTEXTE..... | 3 |
| II. INTRODUCTION..... | 3 |
| III. INTRODUIRE LA CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE PAR LA LIBÉRALISATION ET LA RÉFORME RÉGLEMENTAIRE | 6 |
| a) Libéralisation | 6 |
| b) Le rôle de la réglementation | 15 |
| IV. PROBLÉMATIQUE DE LA CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE..... | 16 |
| V. LES DIFFICULTÉS QUI SUBSISTENT | 20 |
| RÉFÉRENCES | 22 |

I. CONTEXTE

1. À sa septième session, le Groupe intergouvernemental d'experts du droit et de la politique de la concurrence a prié le secrétariat de la CNUCED d'élaborer pour la huitième session du Groupe une étude sur les questions de concurrence aux niveaux national et international dans le secteur de l'énergie, qui couvrirait plusieurs sources de combustible et de chauffage: charbon, électricité, gaz, pétrole, énergie nucléaire, énergie solaire, énergie éolienne, etc. Étant donné les règles limitant la longueur des documents de session, le présent document est principalement axé sur la concurrence au niveau national dans le sous-secteur de l'électricité et du gaz naturel. Le Groupe intergouvernemental d'experts est invité à examiner la question de la concurrence dans d'autres sous-secteurs de l'énergie, y compris sa dimension internationale, lors de sessions ultérieures.

II. INTRODUCTION

2. L'électricité a des caractéristiques qui lui sont propres (voir encadré 1). Elle est difficile à stocker alors même qu'il faut constamment veiller à ce que l'offre réponde à la demande afin de maintenir la qualité du service (le gaz naturel pose moins de problèmes sur ce plan technique, dans la mesure où il peut être stocké). Les déséquilibres sont coûteux parce qu'ils conduisent à la panne. Par ailleurs, étant donné l'interconnexion du réseau électrique, l'incapacité d'un fournisseur à répondre à la demande de ses clients peut se traduire par une panne pour tous les consommateurs. On ne dispose pas à l'heure actuelle d'une technologie qui permette d'assurer automatiquement cette adéquation tout en étant d'un bon rapport coût-efficacité (AIE (2005)). La fiabilité du réseau électrique devient dès lors un bien public pour lequel un marché déréglementé risque fort de ne pas assurer une offre adéquate.

Encadré 1: Caractéristiques particulières de l'électricité

L'électricité réunit un ensemble inhabituel d'attributs physiques et économiques qui compliquent notablement la tâche de quiconque veut remplacer dans de bonnes conditions des hiérarchies (intégration verticale et horizontale) par des mécanismes de marché décentralisés, à savoir:

1. Elle ne peut faire l'objet d'un stockage économique: à la demande doit correspondre une offre émanant «juste à temps» de la capacité de production, constamment et en tout *emplacement du réseau*. La congestion du réseau, conjuguée à l'impossibilité du stockage, peut limiter notablement l'expansion géographique de la concurrence en limitant le pouvoir compétitif des fournisseurs éloignés, accentuant ainsi les problèmes d'emprise sur le marché. Il est donc particulièrement difficile de créer des marchés complets qui fonctionnent à une telle vitesse en autant de lieux sans créer des problèmes de pouvoir de marché.

2. Très faible élasticité à court terme de la demande et offre qui devient très peu élastique en cas de forte demande approchant les limites de la capacité de production; de ce fait, les prix du spot de l'électricité sont foncièrement très instables et inhabituellement propices à la création de conditions qui permettent aux fournisseurs d'exercer unilatéralement un pouvoir sur le marché.

3. La diffusion des flux dans le réseau («loop flow») introduit des complications supplémentaires dans les interactions entre les producteurs à différents points du réseau; offre aux fournisseurs des possibilités inhabituelles d'intervention unilatérale exerçant une influence préjudiciable sur les prix du marché; complique la définition des droits de propriété; et crée des problèmes de coordination et de «resquille».

4. Des mécanismes compatibles avec le marché sont nécessaires pour obtenir et exploiter efficacement des «services auxiliaires» qui sont difficiles à mettre au point. De plus, étant donné l'impossibilité du stockage, les variations en temps réel de la demande, la faible élasticité de la demande, les défaillances aléatoires en temps réel du matériel de production et de transmission et la nécessité d'apparier continuellement l'offre et la demande à chaque point du réseau pour assurer un fonctionnement fiable de celui-ci compte tenu de ces contraintes physiques, tout cela signifie qu'il faut mettre en place un «stock» en temps réel pour maintenir l'équilibre du système. Les générateurs «de réserve» pouvant réagir très rapidement pour modifier les conditions de l'offre et de la demande fournissent généralement ce «stock», encore que des interventions du côté de la demande peuvent aussi en théorie fournir des services équivalents.

De ce fait, les freins traditionnels à la hausse des prix, tels que la réaction de la demande, la défection des consommateurs, le changement de fournisseur et l'entrée potentielle de nouveaux producteurs, ont naturellement peu d'effet sur les marchés de l'électricité.

Source: Joskow (2003).

3. Besant-Jones (2006) établit une classification des structures de marché de 150 pays en développement et pays en transition, qu'il répartit sur cinq catégories en fonction de leur degré d'intégration verticale, le stade atteint étant localisé sur une échelle de progression de la réforme (encadré 2). Ce type de classification des pays en développement peut aussi s'appliquer à la situation des pays développés, encore que ces derniers seraient probablement dans ce cas regroupés plus bas sur l'échelle de l'intégration. La diversité des structures de marché et le degré de concurrence que chaque structure autorise traduisent le fait que la réforme du marché de l'électricité est un processus à long terme. Selon l'AIE, ce processus n'est arrivé à son terme dans aucun pays au monde et ne le sera probablement pas dans un avenir prévisible.

Encadré 2: Regroupement des pays en développement en fonction des structures de production de l'énergie¹

Monopole intégré verticalement (79 pays)

Afrique du Sud, Angola, Antigua-et-Barbuda, Arabie saoudite, Azerbaïdjan, Barbade, Bélarus, Bénin, Bhoutan, Botswana, Burundi, Cap-Vert, Comores, Congo, Djibouti, Dominique, Érythrée, Éthiopie, Fidji, Gabon, Gambie, Grenade, Guinée, Guinée-Bissau, Guinée équatoriale, Guyana, Haïti, Îles Marshall, Îles Salomon, Iran (République islamique d'), Iraq, Kirghizistan, Kiribati, Lesotho, Liban, Libéria, Libye, Madagascar, Malawi, Maldives, Mali, Mauritanie, Micronésie (États fédérés de), Mongolie, Mozambique, Myanmar, Namibie, Nicaragua, Niger, Ouzbékistan, Paraguay, République arabe syrienne, République centrafricaine, République démocratique du Congo, République populaire démocratique de Corée, Rwanda, Sainte-Lucie, Saint-Kitts-et-Nevis, Saint-Vincent-et-les Grenadines, Samoa, Sao Tomé-et-Principe, Seychelles, Sierra Leone, Somalie, Soudan, Suriname, Swaziland, Tadjikistan, Tchad, Timor-Leste, Togo, Tonga, Turkménistan, Uruguay, Vanuatu, Venezuela, Yémen, Zambie, Zimbabwe

Monopole intégré verticalement + IPP (36 pays/territoires)

Bangladesh, Belize, Burkina Faso, Cambodge, Cameroun, Chine (la plupart des provinces), Costa Rica, Côte d'Ivoire, Croatie, Cuba, Ghana, Honduras, Inde (la plupart des États), Indonésie, Jamaïque, Malaisie, Maroc, Maurice, Mexique, Népal, Nigéria, Oman, Pakistan, Papouasie-Nouvelle-Guinée, République arabe d'Égypte, République démocratique populaire lao, République dominicaine, République tchèque, République-Unie de Tanzanie, Sénégal, Sri Lanka, Thaïlande, Trinité-et-Tobago, Tunisie, Viet Nam, Cisjordanie et Gaza

Genco nationale acheteur unique, transco ou disco, ou une combinaison de genco nationale-transco ou de transco-disco + IPP (16 pays)

Albanie, Algérie, Arménie, Bosnie-Herzégovine, Estonie, ex-République yougoslave de Macédoine, Géorgie, Inde (Andhra Pradesh, Karnataka, New Delhi, Orissa, Rajasthan, Uttar Pradesh), Jordanie, Kenya, Lettonie, Lituanie, Ouganda, Philippines, Serbie-et-Monténégro, Slovaquie

Nombreuses discos et gencos, dont des IPP, une transco acheteur unique et accès de tiers (6 pays)

Bulgarie, Équateur, Fédération de Russie, Hongrie, Moldova, Pologne

Marché de l'énergie composé de gencos, de discos et de gros utilisateurs, transcos et OIER (13 pays)

Argentine, Bolivie, Brésil, Chili, Colombie, El Salvador, Guatemala, Kazakhstan, Panama, Pérou, Roumanie, Turquie, Ukraine

Source: Besant-Jones (2006).

¹ Les IPP sont des producteurs indépendants (privés) d'énergie, par opposition aux entreprises publiques de production et de distribution d'énergie. Les discos sont des entreprises de distribution, les gencos sont des entreprises de production; et les transcos sont des entreprises de transmission. OIER désigne l'organisme indépendant d'exploitation du réseau, auquel il incombe généralement d'assurer l'adéquation de l'offre à la demande d'électricité lorsque l'exercice de cette fonction est distinct de la propriété de la transmission.

4. On peut brosser un tableau comparable pour les structures du marché du gaz naturel. Le monopole intégré verticalement domine le secteur du gaz naturel dans les pays exportateurs, par exemple au Brunei Darussalam, en Malaisie, en Fédération de Russie, au Nigéria et en Algérie. Mais les choses évoluent. Ainsi, depuis 2003, l'Indonésie autorise l'intervention d'entreprises privées sur le marché d'amont du gaz naturel (c'est-à-dire l'exploration et le traitement) et la concurrence sur le marché de gros est de plus en plus vigoureuse en Thaïlande (Skeer (2004)). En Australie, des entreprises privées (y compris des coentreprises public-privé) mènent des activités de production et vendent leur gaz au réseau public de transport. Les États-Unis se caractérisent généralement par un ensemble nombreux et éclaté de producteurs, d'entreprises de transport et d'entreprises de commercialisation du gaz naturel. La séparation des fonctions de transmission et de commercialisation reste très rare en dehors de l'Amérique du Nord.

III. INTRODUIRE LA CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE PAR LA LIBÉRALISATION ET LA RÉFORME RÉGLEMENTAIRE

a) Libéralisation

5. Nombreux sont les pays qui ont entrepris de réformer leur secteur de l'énergie. Les réformes dans les pays de l'OCDE étaient généralement motivées par des changements technologiques et institutionnels et une volonté d'améliorer l'efficacité allocative et productive. Dans nombre de régions en développement, les réformes ont été impulsées par l'endettement et les pressions qui en résultent de la part des donateurs, auxquels s'ajoute la volonté d'étendre les services à la majorité de la population. Dans nombre de réformes entreprises par les pays en développement, la priorité est accordée non pas à des objectifs ayant trait, par exemple, à la concurrence et aux améliorations d'ordre environnemental mais plutôt à la réduction de la charge financière que les entreprises publiques de production et de distribution représentaient pour l'État. Dans les années 80, les prêts au développement du secteur de l'énergie représentaient près de 25 % du total du service de la dette extérieure du secteur public des pays en développement: même là où les entreprises publiques étaient rentables, les gouvernements craignaient que le financement par l'endettement public ne permettrait pas de pourvoir aux besoins futurs d'investissement dans le secteur de l'énergie compte tenu de l'augmentation de la demande (Ghanadan et Williams (2006)). Le recouvrement des coûts et l'investissement privé sont dès lors devenus les principaux axes des réformes du secteur.

6. L'interconnexion des marchés de l'électricité et du gaz naturel est de plus en plus marquée en raison de l'augmentation de la demande de gaz naturel résultant de la préférence qui lui est accordée en tant que combustible pour la production d'électricité². Le gaz naturel se voit attribuer un rôle vital dans la production d'une énergie plus propre parce que les centrales électriques fonctionnant au gaz naturel sont plus efficaces et polluent moins que les centrales fonctionnant au charbon. Les centrales électriques à turbine à gaz à cycle combiné se caractérisent par des coûts de construction plus faibles et des délais de construction plus courts, qui s'ajoutent à des coûts de production plus bas.

² Le gaz naturel est aussi un intrant industriel et un combustible pour les transports et le chauffage.

7. Pendant de nombreuses années, la production d'électricité a été considérée comme un secteur qu'il vaut mieux confier à un monopole naturel public. Les investissements lourds qui vont de pair avec les technologies de production et l'infrastructure d'alimentation traditionnelles renforçaient l'idée qu'un monopole naturel était nécessaire. À la fin des années 80 et au début des années 90, cette façon de voir a évolué, sous l'effet de l'évolution des technologies de production, de la place croissante accordée aux marchés, des besoins de financement et de contraintes propres à chaque pays. Le tableau 1 permet une comparaison instantanée du contexte dans lequel les réformes du secteur de l'électricité ont été entreprises et des motivations qui les sous-tendent dans les pays de l'OCDE et dans les autres pays.

8. Tout comme l'électricité, le secteur du gaz naturel était traditionnellement dominé par des monopoles publics à intégration verticale, avec un acheteur ou un producteur monopoliste selon que le pays produisait et/ou importait du gaz naturel. Étant donné la longueur des délais et l'importance des investissements pour la construction de gazoducs, l'intégration verticale était le modèle privilégié en raison de la nécessité de mettre en place des réseaux coûteux de transport du gaz et d'établir des relations économiques à long terme avec les fournisseurs extérieurs. Le secteur du gaz naturel est en train de se globaliser avec l'expansion de la demande et l'apparition de nouvelles technologies qui autorisent des moyens nouveaux et imaginatifs d'adaptation des produits et des services. Les gazoducs et les navires de transport de gaz naturel liquéfié (GNL) sont en train de relier à un rythme accéléré des marchés jusqu'ici séparés par la géographie.

9. Les réformes du secteur de l'électricité, parallèlement aux évolutions liées à la technologie et à la mondialisation des marchés du gaz naturel, ont poussé au lancement de réformes dans les marchés voisins du gaz naturel. La hausse récente et soutenue du prix du gaz naturel dans les grands centres de consommation de ce produit (Amérique du Nord, Europe et Asie-Pacifique), ont constitué un facteur de déclenchement supplémentaire, parce que des pays qui étaient auparavant autosuffisants en gaz naturel (Royaume-Uni, États-Unis), tablent davantage sur les importations, et parce que le haut niveau des prix du pétrole a des répercussions sur les régions où les prix du gaz naturel sont indexés sur ceux du pétrole (Europe, Asie-Pacifique). Pour de nombreux pays, l'élément central dans la libéralisation du gaz naturel est la création d'interconnexions en vue de faciliter les importations et le négoce d'un pays à l'autre. Dans une certaine mesure, il s'agit là d'un enjeu qui vaut aussi pour l'électricité, surtout en ce qui concerne l'objectif de l'Union européenne consistant à se doter d'un marché interne de l'énergie, mais également dans d'autres régions où l'offre d'électricité fait l'objet d'une coopération transfrontière ou régionale, l'Amérique latine et l'Afrique australe par exemple.

10. Ce modèle de réforme privilégie la concurrence et la réglementation qui permet d'assurer celle-ci. L'idée est que la concurrence aura pour effet bénéfique l'efficacité, une plus grande fiabilité et des prix plus bas, ainsi qu'un soutien à la croissance économique et au développement. Les pays en développement espéraient également que les injections de capitaux privés faciliteront l'extension des réseaux d'énergie à la population pauvre, mais cet espoir s'est révélé illusoire (voir par. 17). Étant donné l'axe ainsi privilégié, un ensemble standard de réformes (dont celle de l'Angleterre et du pays de Galles est un exemple) est appliqué au secteur de l'électricité et du gaz naturel.

11. Cet ensemble standard de réformes comporte cinq éléments interdépendants: éclatement du monopole; privatisation; concurrence de gros; concurrence de détail; et accès réglementé ou négocié de tiers à la transmission et la distribution dans le cas de l'électricité et au transport (gazoducs) et au stockage dans le cas du gaz naturel.

12. La première étape est celle qui consiste à faire éclater le monopole public de l'énergie intégré verticalement en de multiples producteurs d'électricité ou de gaz et en fournisseurs de détail qui peuvent commercer entre eux. Ce processus d'éclatement est complété par la vente (privatisation) des différentes entités qui en résultent, parce qu'un développement convenable de la concurrence est peu probable en cas de propriété commune de ces entités.

13. La concurrence n'est pas possible dans les segments de réseau de la chaîne d'approvisionnement (c'est-à-dire les systèmes de transmission à longue distance et à haut voltage et le système de distribution locale qui amène de l'électricité des générateurs aux utilisateurs ou, dans le cas du gaz naturel, les gazoducs et le stockage), parce que la concurrence nécessiterait un dédoublement du réseau. Accordé à tous les producteurs et à tous les fournisseurs de détail, l'accès aux réseaux de transport accroît les possibilités de concurrence en donnant aux clients de détail la possibilité de choisir leur fournisseur. Ceci facilite entre les producteurs une concurrence pour la production de l'électricité et du gaz naturel les moins chers pour conquérir la clientèle des fournisseurs de détail et encourager ces derniers à se faire concurrence pour la clientèle des consommateurs finals. Pour qu'un secteur concurrentiel s'épanouisse, il faut qu'il y ait un marché sur lequel les consommateurs ont le choix entre plusieurs fournisseurs. En conséquence, l'éclatement du monopole a aussi pour conséquence la séparation des segments de transport du monopole d'autres éléments pouvant faire l'objet d'une concurrence et l'instauration d'un accès réglementé des tiers aux réseaux de transport.

Tableau 1: Comparaison des éléments fondamentaux de la déréglementation dans les pays de l'OCDE et des réformes du secteur de l'électricité dans les autres pays

| | Déréglementation OCDE | Réforme du secteur de l'électricité hors OCDE |
|----------------------|--|---|
| Concepts clefs | Concurrence, choix, efficacité | Investissement privé, croissance économique |
| Changement de modèle | Modèle du monopole naturel considéré comme ayant cessé d'être pertinent pour la production et les services de détail Défaire la réglementation du coût du service et du taux de rentabilité, remplacée par des marchés concurrentiels | Modèle de l'entreprise publique produit de la dette publique, parfois mauvais résultats Démanteler le modèle de développement impulsé par l'État remplacé par un modèle ouvert sur l'extérieur propre à attirer les investisseurs, exploitation commerciale avec recouvrement intégral des coûts |

| | | |
|---|---|--|
| Objectifs déclarés | <p>Baisse des prix</p> <p>Choix pour le consommateur</p> <p>Efficacité accrue</p> <p>Compétitivité nationale accrue</p> | <p>Alléger la charge des finances publiques (service de la dette)</p> <p>Exploiter le secteur sans soutien financier de l'État</p> <p>Accroître l'investissement et mettre à niveau la technologie</p> <p>Éviter que les problèmes d'alimentation en électricité ne freinent la croissance</p> |
| Hypothèses de bases | <p>La déréglementation amènera le secteur à fonctionner au coût marginal à long terme</p> <p>L'efficacité des entreprises sera récompensée par le marché</p> | <p>Privatisation complète seul modèle viable</p> <p>Secteur privé mieux placé pour fonctionner sur des bases commerciales</p> <p>Secteur privé peut mobiliser les capitaux nécessaires</p> |
| Caractéristiques essentielles du modèle | <p>Restructurer le secteur pour faciliter la concurrence</p> <p>Modifier les incitations à la gestion et à l'investissement en faisant jouer les prix d'un marché concurrentiel</p> | <p>Mettre les entreprises publiques en état de fonctionner sur des bases commerciales, libéraliser les prix, éliminer les subventions</p> <p>Modifier les incitations à la gestion en optant pour une gestion commerciale et/ou privée</p> <p>Modifier les incitations à l'investissement par l'éclatement du monopole, le cantonnement, la législation, les termes des contrats</p> |
| Éléments moteurs et contraintes structurelles | <p>Grand consommateur exigeant une énergie moins chère</p> <p>Producteurs commerciaux à la recherche de nouveaux marchés</p> <p>Investisseurs à la recherche des rendements plus élevés du secteur de l'énergie</p> <p>Entreprises de production et de distribution se dotant de filiales déréglementées pour éviter les lourdeurs réglementaires</p> | <p>Gouvernements préoccupés par la situation financière et la croissance macroéconomique</p> <p>Capitaux disponibles auprès d'investisseurs et d'entités multilatérales, en échange de la libéralisation</p> <p>Accent mis sur la viabilité commerciale et l'attrait pour les investisseurs et non sur les préoccupations des consommateurs</p> |

| | | |
|----------------|--|---|
| Points faibles | Actifs immobilisés Pouvoir de marché Manipulation de pools, systèmes d'échanges Assurer suffisamment d'investissements à long terme dans la transmission, les réserves, la fiabilité Faible tolérance du public aux hausses soudaines et fortes des prix | Absence de sécurité des droits légaux et de propriété pour les investisseurs Ingérence gouvernementale à des fins politiques Absence de réglementation compétente Vol d'électricité, pertes non prises en compte Corruption, favoritisme et malversations au niveau des dirigeants Faible tolérance du public au recouvrement des coûts sans amélioration du service |
|----------------|--|---|

Source: Ghanadan et Williams (2006).

14. Aussi bien les pays développés que les pays en développement ont eu recours à cet ensemble standard de réformes mais à des degrés divers de conviction et avec un succès variable. Les résultats de la réforme varient en fonction de l'ampleur de la libéralisation, de la situation du secteur lors du démarrage des réformes et des motivations de la réforme (voir tableau 1).

Encadré 3: Réforme du secteur de l'énergie au Chili

Le Chili partage bon nombre de caractéristiques des secteurs de l'électricité des pays en développement. La population y est relativement peu nombreuse, ce qui signifie que les possibilités d'économies d'échelle sont faibles. La consommation d'électricité par habitant est faible selon les normes des pays développés mais elle est en augmentation rapide (6 % par an). Le système de production d'électricité dispose d'une importante base existante de production hydroélectrique mais l'augmentation de la demande a conféré plus d'importance aux combustibles fossiles. Cela étant, le Chili se distingue peut-être des autres pays en développement par la forte protection de la propriété privée et la stabilité créée par la longue période de discipline économique imposée par le régime militaire.

En 1974, les entreprises chiliennes de production et de distribution d'électricité étaient en très mauvais état. L'inflation, les prix élevés du combustible et le contrôle des prix à la consommation avaient provoqué de lourdes pertes et un déficit d'investissement dans ces entreprises propriété de l'État. Cette situation traduisait les incidences de la nationalisation et de la crise pétrolière de l'OPEP. Le Gouvernement a voulu réorganiser le secteur pour introduire plus de discipline économique.

Entre le début de 1982 et le début de 2004, on a assisté à une expansion de la capacité existante aussi bien dans le système SIC largement hydroélectrique que dans le système SING essentiellement thermique. Le système SING souffre d'un excédent de capacité alors que le système SIC connaît le rationnement les années de faibles précipitations. L'expansion

de la capacité de production a été réalisée essentiellement dans le cadre de la propriété privée, tout en maintenant un bas niveau des prix. La longueur des lignes de transmission dans le système principal SIC a augmenté de 3,7 % par an, et de 14,9 % par an dans le système SING.

Le Chili a remporté un succès notable en matière d'accroissement des connexions de clients ruraux au réseau électrique. Certes, la majorité de la population chilienne vit dans les zones urbaines et le taux d'urbanisation est assez élevé, mais 62 % des ménages ruraux (269 841 foyers) étaient privés d'électricité en 1982. En 2002, ce taux n'était plus que de 14 %. La plupart des progrès ont été réalisés au cours des dix années qui ont suivi la mise en place d'un programme national d'électrification rurale (REP) administré par le Fonds national de développement régional. Ce fonds prévoit un financement tripartite des dépenses d'équipement afférentes aux connexions rurales, à savoir que les utilisateurs paient 10 %, les entreprises 20 % et l'État 70 %, les usagers étant censés couvrir les dépenses courantes.

Entre 1992 et 2002, le prix moyen de l'électricité a diminué de 30 % en termes réels. Les bas prix de l'électricité et les forts taux d'investissement dans le secteur se sont accompagnés de très bons résultats financiers des entreprises concernées. Leur performance financière était respectable avant la privatisation, mais elle s'est nettement améliorée depuis.

La qualité de l'approvisionnement en électricité s'est notablement améliorée au Chili depuis 1982. Les coupures d'électricité imputables aux pannes du système de transmission sont moins nombreuses depuis la privatisation. Un problème grave s'est néanmoins posé au cours de l'été 1998/99, à savoir que le manque d'eau pour faire tourner les centrales hydroélectriques s'est traduit par des coupures d'électricité à répétition. Un autre gros problème survenu récemment a été provoqué par la réduction de 15 % des exportations de gaz naturel argentin vers le Chili à la suite de la crise financière que l'Argentine a connue en 2002.

Le secteur de l'électricité au Chili illustre le fait qu'une concurrence et une privatisation efficaces sont possibles dans un secteur de l'énergie relativement modeste et comportant une part importante de production hydroélectrique.

Source: Pollit (2004).

15. Le Chili a été le premier pays à procéder à une profonde réforme de son secteur de l'électricité, en commençant par des réformes législatives en 1978. Le démantèlement vertical et horizontal du monopole a débuté en 1981, suivi d'une privatisation de grande ampleur en 1986. Les expériences de réforme chiliennes (voir encadré 3) sont importantes pour d'autres pays en développement parce qu'elles prouvent que la réforme est possible et que les pays en développement aussi ont tout à gagner à l'entreprendre. Elles sont aussi instructives parce qu'elles ont fait ressortir certaines des différences qui existent entre les pays en développement. À titre d'exemple, si l'on compare l'expérience du Chili à celle du Ghana (voir encadré 4), on voit clairement que la situation macroéconomique générale est importante pour soutenir les réformes du secteur de l'énergie. Au Chili, le processus de réforme a été renforcé par la longue période de stabilité économique qui l'a précédé. Tel ne fut pas le cas au Ghana, où le processus de réforme a été compliqué et plus ou moins compromis par le fait que d'autres réformes macroéconomiques étaient en cours au même moment. L'expérience ghanéenne illustre, dans une large mesure, les éléments du tableau 1.

Encadré 4: Réforme du secteur de l'électricité au Ghana

La réforme du secteur de l'électricité du Ghana s'est déroulée dans un contexte fait de crises financières épisodiques liées à l'endettement public, de mauvais résultats financiers des entreprises publiques et de fluctuations des cours mondiaux du cacao, principal produit d'exportation du pays. L'ajustement structurel de la fin des années 80 a clos une décennie de croissance négative mais la forte dépense précédant les scrutins nationaux des années 90 a provoqué une série de chocs financiers caractérisés par une très forte inflation (74 % en 1995). La politique économique du Ghana s'est dès lors fortement alignée sur les prêts à l'ajustement et à la stabilisation de la Banque mondiale et du FMI.

Avant la réforme, le petit secteur de l'électricité du Ghana était essentiellement composé de deux entreprises publiques, la Volta River Authority (VRA) et l'Electricity Corporation of Ghana (ECG). La VRA possédait la totalité de la production et de la transmission et fournissait de l'énergie à l'ECG, qui était la principale compagnie de distribution. La VRA vendait aussi directement de l'électricité aux grands consommateurs industriels et aux pays voisins, qui payaient en devises. La VRA fonctionnait bien, sur les plans tant technique que financier, mais pas l'ECG, qui souffrait de lourdes pertes systémiques (plus de 20 %) et d'une mauvaise qualité du service. Même après une série de hausses, les tarifs ne compensaient qu'un tiers des coûts marginaux à long terme en 1993.

Vingt-quatre pour cent seulement de la population avait accès à l'électricité en 1993. La réforme du secteur a débuté cette année-là, le déclencheur étant une pénurie de l'offre provoquée par l'augmentation rapide de la demande et par les effets de la sécheresse, qui a réduit la production du système ghanéen à dominante hydroélectrique (plus de 90 % de la production nette). Lorsque le Gouvernement a abordé avec la Banque mondiale la question du financement de nouvelles capacités de production thermique, il lui a été demandé d'augmenter les tarifs, d'éliminer les obstacles à la participation du secteur privé et d'organiser une réforme complète. En 1997, le Conseil des ministres a approuvé un plan de restructuration qui ouvrirait la production à la concurrence, ouvrirait l'accès à la transmission, démantèlerait la VRA et réorganiserait la distribution en concessions géographiques pour mettre fin à la segmentation du marché. Les tarifs appliqués aux petits consommateurs (moins de 5 MW) continueraient d'être réglementés et les grands consommateurs seraient desservis directement par les producteurs. Un nouvel opérateur de réseau superviserait à la fois l'ordre d'appel et un marché régulateur.

Ce plan de réforme n'a jamais été mis en œuvre, en partie à cause de l'opposition de la VRA, qui a fait valoir que son éclatement affaiblirait sa position concurrentielle dans le pool de l'énergie d'Afrique de l'Ouest qui était envisagé, et du plus grand consommateur du pays, une filiale de Kaiser Aluminum, qui tenait à conserver son accord préférentiel avec la VRA (1,7 c/kWh pour 40 % de l'électricité du pays). Ce plan a pâti aussi des contradictions entre la logique du secteur de l'énergie et la logique financière de la réforme. Les projets d'éclatement de la VRA allaient à l'encontre des souhaits de son partenaire qui voulait construire de nouvelles capacités de production thermique; son partenaire américain (CMS Generation) voulait en effet que la VRA demeure une société stable, dotée du maximum d'actifs. Les projets de loi sur cette restructuration ont été mis au placard par le Parlement en 2000, et ils y sont toujours. Certains autres aspects de la réforme ont également mal tourné. Un contrat de gestion privée d'une durée de trois ans conclu avec une société européenne n'a pas permis de réduire les pertes systémiques

de l'ECG. Au cours de la crise financière provoquée par les élections de 1997, le Ministère de l'énergie a annoncé une augmentation des tarifs de 300 %, qui a déclenché un tel tollé à l'échelle nationale qu'elle a été immédiatement abrogée par le Président. Cette crise a néanmoins eu un résultat positif, à savoir la création d'un régulateur indépendant, PURC, qui a relevé les tarifs mais a refusé des propositions d'augmentation qui n'étaient pas corroborées par des preuves suffisantes d'amélioration du service, imposant ainsi un alignement des tarifs sur le service. Cela étant, l'accès à l'électricité, qui ne faisait pas partie de ce programme de réforme à orientation financière, n'a pas connu d'amélioration notable. Lorsque Kaiser Aluminum a déposé son bilan, en 2001, et s'est retirée du Ghana, le pays a perdu son plus gros consommateur et s'est retrouvé avec une capacité excédentaire et des obligations coûteuses d'achat d'électricité thermique produite par des centrales à gaz. Les pertes du secteur ont continué de peser sur le budget de l'État mais, après une décennie de réformes, la structure du secteur de l'énergie ghanéen est demeurée fondamentalement la même.

Source: Ghanadan et Williams (2006).

16. Bien que n'étant pas la première, l'ambitieuse réforme du secteur de l'approvisionnement en électricité en Angleterre et au pays de Galles a fait des émules dans nombre d'autres pays développés puis dans des pays en développement. Il est communément admis que des circonstances fortuites prévalaient en Angleterre et au pays de Galles lors du démarrage du processus de libéralisation qui ont contribué dans une large mesure à ce que la transition vers une structure fondée sur les mécanismes du marché se déroule sans accroc. Pendant la réforme, le secteur possédait une capacité de production excédentaire et un réseau parvenu à maturité et bien connecté et bénéficiait de prix élevés. L'apparition du gaz en tant que source d'énergie nouvelle et plus propre, alliée aux évolutions technologiques qui rendaient les centrales à gaz plus intéressantes que les centrales à charbon existantes, a rendu possible une augmentation de la capacité de production alors même que les prix étaient orientés à la baisse (Murray (2002)).

17. Des conditions aussi propices étaient et demeurent inconnues dans la plupart des pays en développement. Aujourd'hui encore, la plupart de ces pays n'ont en général pas de capacités excédentaires durables et se caractérisent par des coupures fréquentes d'électricité et une mauvaise qualité du service. Le gaz n'y constitue pas une source d'énergie de substitution nouvelle et plus propre, dans la mesure où bon nombre de pays en développement continuent de faire appel à d'autres sources de combustible moins coûteuses³. Ils n'ont pas de réseaux suffisamment bien connectés et bon nombre d'entre eux sont mêmes confrontés au délabrement de leur infrastructure et ont de gros besoins d'investissement. L'urbanisation et l'industrialisation rapides créent un excédent de la demande d'énergie et la dispersion de la population complique l'électrification des zones rurales. Les problèmes de densité de la population sont en fait l'une des grandes difficultés qui se posent aux pays en développement et se traduisent souvent par un développement parcellaire du réseau. Il ressort des résultats préliminaires d'une étude de

³ Le cas polonais est un bon exemple à cet égard: la Pologne pourvoit à plus de 95 % de ses besoins en électricité en brûlant du charbon, et il semble donc peu réaliste de s'attendre à ce qu'elle atteigne dans un très proche avenir l'objectif juridiquement contraignant de 20 % fixé par l'Union européenne (Lynam (2007)).

la CNUCED⁴ sur la concurrence dans le secteur de l'énergie des pays en développement que certains de ces pays ont créé des réseaux distincts pour les zones rurales et les zones urbaines, probablement pour des raisons liées à la densité de la population et à la nécessité de subventionner l'électrification des zones rurales pour la rendre économiquement intéressante pour les investisseurs privés.

18. De nombreux pays en développement ont reconnu (ou ont été persuadés) que la réforme était nécessaire et ont tenté de suivre l'exemple de l'Angleterre et du pays de Galles. Or, une libéralisation radicale de ce type était hors de portée pour nombre d'entre eux, si bien que dans plusieurs cas le processus a connu des interruptions et le modèle de réforme a été adapté à la situation concrète du pays (Ghana, Inde, Pérou, Équateur et Brésil par exemple).

19. Les secteurs de l'énergie dans les différents pays qui ont engagé des réformes relèvent d'un large éventail de structures. Cette diversité s'explique par le fait que les pays peuvent n'avoir réformé qu'une (quelques) partie(s) de la chaîne d'approvisionnement (généralement la production d'énergie) ou ont décidé de conserver un certain degré d'intégration verticale. Certains ont autorisé la participation du secteur privé et d'autres pas, d'autres encore ayant opté pour une combinaison de propriété publique et privée. À titre d'exemple, la Norvège a libéralisé le secteur sans changer la structure de propriété alors qu'en Argentine, les réformes du secteur de l'électricité ont privatisé plus de 80 % de la production, l'intégralité de la transmission et 60 % de la distribution (Politt, 2004b). Les différences peuvent aussi être imputables au fait que certains pays sont des importateurs d'énergie et d'autres non, aux différences de taille des pays et au caractère centralisé ou fédéral du système de gouvernement. À cet égard, les réformes engagées aux États-Unis, en Argentine et en Australie ont été compliquées par la fragmentation des systèmes d'approvisionnement en électricité et en gaz, qui relèvent de divers organes de réglementation et d'exploitation. La plupart des pays d'Asie (Bangladesh, Chine, Inde, Indonésie, Malaisie, Népal, Pakistan, Philippines, République de Corée, Thaïlande et Viet Nam) ont adopté le modèle du producteur d'énergie indépendant impulsé par l'investissement étranger. L'expérience asiatique en matière de réforme a été profondément marquée par un petit nombre d'échecs retentissants⁵ (le plus célèbre étant celui du Dabhol Power Project élaboré par Enron en Inde), par la crise financière asiatique et par la crise californienne de l'électricité de 2000-2001 (Dubash (2004)). Ces événements ont déclenché une fuite des investisseurs hors du secteur de l'énergie.

20. Selon Besant-Jones (2006), c'est dans les pays où le secteur énergétique est plus grand et le revenu par habitant plus élevé que la réforme du secteur de l'électricité progresse le plus (en Amérique latine et en Europe orientale). Il affirme que les réformes qui impliquent une importante restructuration du marché pour de grands pays à revenu intermédiaire seraient impossibles à mettre en œuvre pour de petits pays à faible revenu, et il met en doute la pertinence du démantèlement des petits systèmes énergétiques dans les pays où la capacité institutionnelle

⁴ Mémo CNUCED, avril 2007.

⁵ Les producteurs d'énergie indépendants réussissaient généralement à obtenir des conditions par trop généreuses qui transféraient habituellement tous les risques à l'État et n'étaient donc pas viables. Les procédures de mise en concurrence étaient souvent peu transparentes et les gouvernements étrangers intervenaient au nom de leurs investisseurs.

est peu développée et la situation économique mauvaise. À son avis, dans les pays en développement, une approche progressive est moins risquée et plus viable qu'un processus qui consisterait à réformer en bloc les marchés énergétiques. Cela étant, les gouvernements des pays en développement qui opteraient pour une réforme progressive comportant des étapes successives devront prendre soin de ne pas laisser le processus s'essouffler et la réforme tourner court.

21. À l'évidence, les structures du marché dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel laissent encore une grande marge de manœuvre pour l'exploitation de positions dominantes dans divers pays. L'expérience donne même à penser que d'importants problèmes de pouvoir de marché subsistent souvent après l'introduction de la concurrence dans des secteurs précédemment réglementés (Shepherd (1997)). Dans le même ordre d'idée, plusieurs années après s'être lancée dans la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CE admet qu'il n'y a toujours pas de concurrence dans nombre de ses États membres et qu'il est fort douteux que les prix du gaz naturel et de l'électricité soient le résultat d'un processus véritablement concurrentiel et non le produit de décisions prises par des compagnies disposant d'un pouvoir de marché (CE (2007)). L'exploitation de positions dominantes sape les avantages que les consommateurs pourraient escompter de l'introduction de la concurrence. L'enjeu réside plus particulièrement dans la nécessité de veiller à ce que la structure de marché qui se met en place pendant la transition d'un système réglementé à un système concurrentiel n'empêche pas le développement d'une concurrence effective.

b) Le rôle de la réglementation

22. La mise en place d'une réglementation économique efficace constitue une variable institutionnelle d'une importance capitale pour l'introduction de la concurrence dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, parce qu'il faut non seulement réglementer l'accès de tiers aux segments monopolistiques de la chaîne d'approvisionnement mais également mettre en place des marchés de gros et d'autres intermédiaires financiers pour les livraisons de gaz et d'électricité aussi bien à court terme (marché spot) que futures. La clef de voûte de ces marchés est le recours à l'offre et à la demande pour établir les prix et permettre les échanges entre acteurs d'amont et d'aval.

23. À cet égard, certains pays se sont dotés d'un organisme indépendant d'exploitation du réseau (OIER) pour assurer cette fonction. Un OIER est créé lorsque des entreprises propriétaires de la fonction de transmission transfèrent le contrôle de l'exploitation (et non la propriété) d'équipements de transmission désignés à cet effet à un organisme indépendant à but non lucratif. L'avantage de ce système tient au fait que l'OIER assure alors des services d'aiguillage et d'équilibrage ainsi qu'un accès égal et équitable au réseau de transmission, empêchant ainsi les pratiques discriminatoires et réduisant les risques d'opérations entre parties liées et autres abus de position dominante.

24. Les règles appliquées au fonctionnement des marchés de l'énergie sont complexes et appellent une surveillance constante. Il a fallu corriger des défauts de conception dans des pays comme le Royaume-Uni, par exemple, où l'ancien Electricity Pool a été remplacé par les

New Electricity Trading Arrangements (NETA)⁶ parce qu'il était apparu qu'il facilitait l'emprise sur le marché de la production. En Nouvelle-Angleterre (États-Unis), le mécanisme d'adjudication des prix sur le marché de gros de l'électricité a été remplacé par le mécanisme du prix marginal territorial (Joskow (2005)). Le Gouvernement néo-zélandais a d'abord privilégié l'autoréglementation du secteur mais a été contraint d'intervenir quelques années plus tard pour combler le vide réglementaire. La difficulté de trouver la bonne combinaison de concurrence et de réglementation économique demeure manifestement réelle, y compris pour les pays les plus développés en dépit de leur meilleure dotation en moyens institutionnels et financiers. Ainsi, on estime qu'au Royaume-Uni près des deux tiers des 40 millions de livres sterling qui constituent le budget du régulateur sont consacrés à la réglementation des marchés (Practical Action (2006)). Le total des frais de fonctionnement des organismes régionaux de transmission et des organismes indépendants d'exploitation du réseau aux États-Unis aurait dépassé le milliard de dollars des États-Unis en 2004 (Kwoka, 2005). Le financement des organismes de réglementation représente une difficulté supplémentaire pour les pays en développement, compte tenu surtout du manque de ressources et de la multiplicité des priorités.

IV. PROBLÉMATIQUE DE LA CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

25. Les caractéristiques particulières de l'électricité (voir encadré 1) accroissent tout particulièrement le risque d'emprise sur le marché tout en le rendant difficile à détecter. Ainsi, il n'est guère facile de déterminer si des prix élevés s'expliquent par la rareté ou par l'exercice d'un pouvoir de marché. La demande est peu réactive sur les marchés de l'électricité et, par voie de conséquence, ne peut pas servir à modérer les hausses ou l'instabilité des prix. Par ailleurs, là où la concurrence a été introduite sur le marché de détail, tout donne à penser que le choix ainsi donné aux clients ne constitue pas un élément dissuasif crédible contre l'abus de position dominante (voir Harker et Waddams Price, 2004, Joskow, 2007). Lorsque le marché est concentré, les prix du spot et, par voie de conséquence, les prix contractuels sont élevés si rien n'est fait pour desserrer l'emprise sur le marché (Newbery, 2002).

26. La concentration sur des marchés énergétiques libéralisés constitue un grand sujet de préoccupation aussi bien en Amérique du Nord qu'en Europe. Les fusions-acquisitions se sont multipliées avant même la libéralisation du marché de l'énergie en Europe et la tendance s'est accentuée à partir de 1998. Au Royaume-Uni et en Suède, en particulier, lorsque la libéralisation s'est accompagnée de l'éclatement complet de toute la chaîne d'approvisionnement du secteur du gaz et de l'électricité, on a assisté à une évolution inquiétante vers un retour à l'intégration verticale, qui ne touchait certes pas toute la chaîne d'approvisionnement. Une réintégration de la production à la transmission et à la distribution a commencé à voir le jour aussi dans quelques États des États-Unis (Joskow, 2006a) et en Nouvelle-Zélande. L'introduction de la concurrence à l'échelle européenne ne serait pas sans rapport avec l'intensification des regroupements dans le secteur de l'énergie. Apparemment soucieuses de bien se positionner face à la concurrence accrue inhérente à la naissance d'un marché intégré plus vaste, les entreprises européennes du secteur se sont engagées dans un processus d'expansion verticale et horizontale transfrontière (Abate *et al.*, 2001; Hall, 1999). Certains gouvernements européens sont perçus comme étant

⁶ Bower (2002) soutient que l'adoption des NETA était inutile et constituait un gaspillage de ressources parce qu'elle n'a permis ni de réduire l'emprise sur le marché ni d'abaisser les prix.

favorables à de telles mesures et prêtant une attention excessive à des préoccupations nationales à court terme. Il en résulte que trois géants de l'énergie, EDF/GDF pour la France et RWE et EON pour l'Allemagne, dominent le marché européen.

27. Il n'y a pas consensus sur la façon de traiter l'intégration verticale sur les marchés de l'énergie mais les études empiriques concordent peut-être davantage sur diverses motivations de l'intégration verticale qui sont en rapport avec l'efficacité (Joskow, 2006b). On s'accorde généralement à considérer que la persistance de l'intégration verticale est une preuve de son efficacité (Michaels, 2006). La résurgence de l'intégration verticale dans le secteur de l'électricité correspondrait à une stratégie de réduction de l'exposition aux risques qui vont de pair avec les marchés spot, qui font que des prix élevés sur le marché de gros pourraient avantager les producteurs mais nuire aux détaillants, lesquels, à l'inverse, seraient avantagés quand les prix sont bas sur le marché de gros. Dans ces conditions, les entreprises peuvent recourir à l'intégration verticale (par fusion ou contrat) comme stratégie de gestion des risques permettant de compenser les manques à gagner et de coordonner les investissements. Cela étant, tout en reconnaissant les avantages de l'intégration verticale pour les entreprises énergétiques, les autorités chargées de la concurrence doivent veiller à ce que ces entreprises n'utilisent pas l'intégration verticale pour contrôler les marchés. La difficulté pour ces autorités est que ce cas de figure est souvent difficile à prouver.

28. La demande de gaz naturel est plus réactive aux augmentations soudaines de prix (Joskow, 2005), mais la prévalence des contrats à long terme et des obligations d'achats fermes constitue un sujet de préoccupation, dans la mesure où ces arrangements peuvent limiter l'accès à l'approvisionnement en gaz naturel et à l'infrastructure de transport et de stockage à laquelle ils s'appliquent, réduisant ainsi le champ de la concurrence. Rien ne prouve toutefois que les contrats d'approvisionnement énergétiques à long terme sont par principe anticoncurrentiels (Leveque, 2006). On insiste souvent plus sur leurs avantages, à savoir qu'ils permettent de limiter l'exercice d'un pouvoir de marché et constituent un facteur d'incitation qui attire l'investissement, réduit l'instabilité des prix et garantit le revenu des pays exportateurs de gaz naturel.

29. Certaines autorités ont préféré pécher par excès de prudence et prendre des mesures effectives pour contrer le retour à l'intégration. À titre d'exemple, en Australie (État de Victoria), le regroupement des producteurs et des distributeurs est interdit par la loi et des limites sont fixées quant à la part qu'un intervenant sur le marché peut prendre dans le capital d'un autre intervenant. Par ailleurs, la Commission australienne de la concurrence est favorable à l'élaboration de dispositions sur les participations croisées pour compléter l'article 50 de la loi sur les pratiques commerciales (Willet, 2006). L'Argentine interdit aux entreprises de production et de stockage de gaz naturel de détenir une participation majoritaire dans une entreprise de transport ou de distribution, et les contrats entre entreprises apparentées nécessitent l'aval de l'organisme de réglementation (EFET, 2000). En janvier 2006, en application d'une décision confirmée par la Haute Cour régionale de Düsseldorf, la Bundeskartellamt (Office allemand de la concurrence) a interdit à EON Ruhrgas de conclure avec des distributeurs des contrats à long terme couvrant plus de 80 % de ses besoins actuels en gaz et lui a imposé de mettre fin aux contrats existants à la fin de septembre 2006 au plus tard (Bundeskartellamt, 2007). Certes, des arrangements complexes en matière de propriété et de contrats peuvent compliquer la tâche des autorités chargées de la concurrence lorsqu'il s'agit de déceler des pratiques anticoncurrentielles et des comportements d'exclusion (voir encadré 5).

30. Les fusions de convergence entre compagnies du gaz et de l'électricité suscitent une certaine préoccupation quant à leurs effets «bien-être» parce que ces compagnies sont présentes et potentiellement concurrentes sur le marché plus large des services énergétiques. Gilbert et Newbery (2006) ont modélisé les effets de ce type de fusion et en concluent que la firme fusionnée serait probablement incitée à accroître les prix du gaz naturel par rapport à leurs niveaux d'avant la fusion mais que les consommateurs d'électricité ne pâtissent pas nécessairement d'une fusion de convergence. Le fait que la Commission européenne a bloqué le projet d'accord commercial EdP/GdP illustre les dangers possibles des fusions de convergence (voir encadré 6). Il n'y a toutefois pas de preuve concrète que de telles fusions seraient par définition anticoncurrentielles.

Encadré 5: Chevron Corporation et Texaco, Inc.

Le 14 octobre 2000, la société Chevron est convenue d'acheter toutes les actions ordinaires Texaco en circulation en échange d'actions ordinaires Chevron, avec pour résultat que les actionnaires de Chevron détiendraient près de 61 % du capital de la nouvelle société ainsi créée (les actionnaires de Texaco détenant le reste). Le 7 septembre 2001, la Commission fédérale du commerce (FTC) a déposé plainte en arguant d'une violation de l'article 7 de la loi Clayton et de l'article 5 de la loi relative à la FTC. Cette plainte faisait plus précisément valoir que la fusion proposée réduirait notablement la concurrence sur 11 marchés, dont deux directement en rapport avec le gaz naturel, à savoir le gazoduc transportant le gaz naturel offshore jusqu'à la côte à partir de sites situés dans le centre du golfe du Mexique et le fractionnement du mélange brut en produits de gaz naturel liquide à Mont Belvieu (Texas). En application du jugement d'expédient par lequel l'affaire a été réglée, Texaco était tenue de se séparer, dans les six mois suivant la fusion, 1) de sa participation d'un tiers dans le réseau de gazoducs Discovery dans le centre du golfe du Mexique et 2) de sa participation au capital de l'usine de fractionnement de Mont Belvieu.

Le transport par gazoduc du gaz naturel offshore vers la côte à partir de chacun de ces marchés est fortement concentré et la fusion proposée aurait encore accentué cette concentration et donné à Chevron et Texaco une part majoritaire dans le capital, selon le cas, des deux seuls gazoducs ou de deux des trois seuls gazoducs sur ces marchés. Par ailleurs, l'acquisition de Texaco, telle qu'elle était proposée, aurait donné à Chevron une participation financière dans trois des quatre installations de fractionnement de Mont Belvieu.

Selon la Commission, si l'on avait laissé l'opération se conclure comme prévu, les prix à la consommation auraient augmenté, soit par comportement unilatéral de l'ensemble Chevron/Texaco, soit par coordination entre Chevron/Texaco et les concurrents restants. La Commission a fait valoir que l'entrée de nouveaux acteurs ne risquait guère de freiner le comportement anticoncurrentiel sur les marchés identifiés, que les nouveaux acteurs doivent en général faire face à des obstacles importants pour devenir effectivement des concurrents et qu'il était peu probable qu'une telle arrivée de nouveaux acteurs empêche la fusion telle qu'elle était proposée de provoquer une hausse des prix.

Source: OCDE (2007c).

31. Divers commentateurs (par exemple Barquin *et al.*, 2005; O'Toole, 2004; Leveque, 2006; Newbery, 2007; Brennen, 2003; Vandezande *et al.*, 2006; et Wolack, 2004) critiquent certains aspects du schéma d'analyse que les autorités chargées de la concurrence appliquent aux fusions dans le secteur de l'énergie. Cette critique est en grande partie dirigée contre la méthode de définition du marché concerné et l'inadéquation des tests standard de contrôle du marché. À titre d'exemple, il est rarement simple de déterminer si un comportement constitue un abus de position dominante parce que les entreprises qui ont des parts de marché modestes ont à la fois les moyens et la motivation pour accroître leurs prix en cas de tension sur les marchés conférant aux fournisseurs un rôle clef, ce qui rend l'indice de Herfindahl-Hirshman ou les tests de parts de marché moins efficaces (Gilbert et Newbery, 2006). Les autorités chargées de la concurrence sont aussi critiquées pour leur incapacité à prendre en compte les effets futurs des fusions dans le cadre d'une transition vers un marché concurrentiel et le risque accru d'erreurs de type II⁷ lorsqu'on traite de l'énergie. Nombreux sont ceux qui préconisent l'adoption de méthodes d'analyse des fusions qui soient plus rigoureuses et sophistiquées et spécifiquement adaptées aux caractéristiques particulières des marchés de l'énergie.

Encadré 6: Le contraste entre les fusions EdP/GdP (2004) et EON/MOL (2005)

EdP, qui est l'opérateur historique dans le secteur de l'électricité au Portugal, assure les fonctions de production, de distribution et de livraison de l'électricité dans le pays. Par le biais de ses filiales espagnoles (Hidrocantabrico et Naturcop), EdP a également d'importantes activités dans le domaine de l'électricité et du gaz en Espagne. GdP, qui est l'opérateur historique dans le domaine du gaz au Portugal, intervient à tous les niveaux de la chaîne du gaz dans le pays. GdP détient des droits exclusifs pour l'importation, le stockage, le transport et la livraison en gros de gaz naturel. Elle contrôle cinq des six compagnies portugaises de distribution locale du gaz (la sixième étant contrôlée par EdP).

À l'issue d'une enquête approfondie, la Commission a conclu que cette opération renforcerait la position dominante d'EdP sur les marchés de gros et de détail de l'électricité au Portugal, et la position dominante de GdP sur les marchés du gaz portugais. Cette concentration réduirait donc notablement, voire anéantirait, les effets de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz et entraînerait une augmentation des prix pour les clients tant domestiques qu'industriels. Les remèdes proposés par EdP et ENI n'ont pas suffi à calmer les inquiétudes sur le plan de la concurrence.

L'opération EON/MOL est très différente de la fusion EdP/GdP. En premier lieu, elle n'a créé aucun «champion national»: MOL est l'opérateur historique hongrois pour le pétrole et le gaz, tandis que EON est un groupe allemand spécialisé dans l'approvisionnement de l'Europe en gaz et en électricité. En deuxième lieu, avant l'opération, EON et MOL n'étaient ni actifs (ni des entrants éventuels) sur les mêmes marchés du gaz et de l'électricité en Hongrie. MOL intervenait en amont, dans la production, la transmission, le stockage et la vente en gros de gaz, tandis que EON intervenait essentiellement au niveau de la livraison en détail et de la distribution de gaz et

⁷ Une erreur de type II survient lorsque l'opération préjudiciable n'est pas détectée par l'autorité chargée de la concurrence et qu'elle est autorisée, au détriment de la concurrence et du bien-être du consommateur.

d'électricité, par le biais du contrôle de compagnies régionales de distribution. De ce fait, à la différence de la fusion EdP/GdP, la fusion EON/MOL n'a posé aucun problème de concurrence horizontale (compagnies intervenant sur les mêmes marchés ou élimination de concurrents éventuels). Les principaux problèmes de concurrence étaient en fait d'ordre vertical (compagnies intervenant sur des marchés d'aval/amont). En troisième lieu, EON a proposé un ensemble conséquent de mesures correctives, que la Commission a jugées propres à éliminer tous les motifs de préoccupation en matière de concurrence, alors que les remèdes proposés dans la fusion EdP/GdP ne constituaient en aucune manière une solution satisfaisante aux problèmes identifiés dans ce cas-là.

Source: CE (2004).

V. LES DIFFICULTÉS QUI SUBSISTENT

32. Le présent document ne saurait en aucune manière traiter de tous les enjeux de l'introduction de la concurrence dans les secteurs de l'énergie. Il subsiste en effet la tâche difficile de trouver le moyen le plus efficace de mettre en place et de gérer des marchés énergétiques concurrentiels qui répondent aux objectifs de la concurrence, tout en aboutissant à des résultats sociaux acceptables au regard des changements climatiques, de la sécurité de l'approvisionnement en énergie et du développement.

33. Pour les pays en développement en particulier, la pauvreté énergétique demeure d'une ampleur inacceptable et ces pays sont constamment pressés de s'attaquer aux effets distributifs à court et moyen terme de l'introduction de la concurrence dans le secteur de l'énergie. Il est trop souvent rappelé aux gouvernements qu'ils pourraient certes confier aux forces du marché le soin d'exploiter le secteur de l'énergie, mais qu'ils demeurent responsables des résultats de l'opération. Les risques politiques sont très élevés parce que l'énergie revêt une importance stratégique pour la politique de développement du pays. La libéralisation peut se traduire par la hausse des prix; il y a peu de chances que la privatisation contribue à la réalisation des objectifs d'électrification des zones rurales (voir par. 17; l'exemple du programme d'électrification des zones rurales au Chili, qui fait l'objet de l'encadré 3, est également instructif à cet égard); et les gains d'efficacité dans les ex-entreprises d'État peuvent être synonymes de perte de nombreux emplois.

34. Toute l'expérience accumulée jusqu'ici à propos de la libéralisation du marché de l'énergie montre qu'il n'y a pas un modèle unique de réussite en matière d'introduction d'une concurrence efficace dans les secteurs de l'énergie. Il ressort clairement aussi de cette expérience que les détails ont une grande importance. Les expériences réussies ne peuvent pas être automatiquement transposées dans des pays où la situation est différente. Elles doivent être interprétées et adaptées même si les principes qui les sous-tendent doivent rester les mêmes. En réévaluant les politiques de réforme et les hypothèses qui les sous-tendent, Ghanadan et Williams (2006) font valoir que les réformes doivent reposer sur des évaluations réalistes des besoins et des capacités des pays. Besant-Jones (2006) leur fait écho quant il déclare que l'enseignement le plus important qu'il faut tirer de la réforme des marchés de l'énergie dans les pays en développement est que le large éventail des moyens économiques et institutionnels dont disposent les différents pays exclut toute «recette miracle». Nombreux sont les secteurs de l'électricité de pays en développement qui, même réformés, continuent d'avoir de mauvais

résultats aussi bien financiers qu'opérationnels (Ghanadan et Williams, 2006). Une exception est à noter à cet égard, celle du Botswana où, à l'issue de réformes de bas niveau ne comportant ni démantèlement du monopole, ni privatisation, ni commercialisation, la Botswana Power Corporation est aujourd'hui une entreprise qui marche bien et fait des bénéfices (Prasad, 2006).

35. Par ailleurs, la réglementation est manifestement nécessaire pour donner naissance à des marchés efficaces. La réglementation efficace est la clef de ce processus et les régulateurs doivent faire preuve de vigilance et de diligence si l'on veut que les gains d'efficacité se traduisent effectivement par une baisse des prix à la consommation. La réforme des secteurs de l'énergie est un processus de longue haleine qui nécessitera probablement un certain recalibrage en cours de route. Les problèmes de réglementation et de concurrence ne retenaient guère l'attention dans les premiers efforts de réforme de la plupart des pays en développement. Dans bon nombre de ces pays, la propriété d'État continue de dominer, la réglementation n'a, dans une large mesure, toujours pas fait la preuve de son efficacité et la concurrence fait encore l'objet de restrictions (Zhang *et al.*, 2005). La plupart des pays en développement sont déjà persuadés que la réglementation est nécessaire mais le contexte dans lequel ils ont engagé les réformes était caractérisé par l'importance primordiale accordée à la diminution du rôle de l'État, ce qui ne contribuait guère à la mise en place d'institutions réglementaires fortes. La réglementation des marchés de l'énergie s'est également révélée très coûteuse.

36. L'endettement de nombre de pays en développement rend le processus de réforme fortement tributaire de l'investissement étranger et, de ce fait, inextricablement lié à des réformes macroéconomiques plus vastes. Les réformes du secteur de l'énergie qui sont mal conçues ou qui échouent peuvent produire une onde de choc qui s'étend à tous les secteurs de l'économie: réduction du revenu disponible des ménages, augmentations de coûts qui entravent le fonctionnement des entreprises et sapent leur compétitivité à l'exportation et hausses d'ordre macroéconomique de l'inflation, du chômage et de la dette extérieure. Le paradoxe est que les situations macroéconomiques défavorables éloignent l'investissement étranger direct dont l'importance est capitale pour les réformes du secteur de l'énergie dans les pays en développement. De plus, comme ces pays en sont encore à un stade de développement caractérisé par l'existence d'industries extractives et manufacturières à forte intensité d'énergie, à la différence des pays plus développés, les problèmes énergétiques sont peut-être plus pressants dans leur cas. Les difficultés sont effectivement impressionnantes mais le maintien du statu quo est exclu. Les pays en développement en situation particulièrement défavorable pourraient peut-être se poser la question de savoir s'il ne vaudrait pas mieux pour le moment suivre l'exemple du Botswana au lieu de courir le risque d'une réforme qui échoue et d'une réglementation inefficace. Dans ce contexte, le rôle de la CNUCED pourrait consister à fournir une enceinte dans laquelle on se pencherait sur l'aspect «développement» de l'introduction de la concurrence dans les secteurs de l'énergie.

REFERENCES

- Abate, G. and M-K. Codognet et al. 2001. Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector: Cases and Patterns. Draft Report. Centre d'economie industrielle (CERNA). October 2001.
- Barquin, J. and L. Bergman et al. 2005. Brief academic opinion of economic professors and scholars on the project of acquisition of Endesa by Gas Natural. 28 October 2005.
- Besant-Jones, J.E. 2006. Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned? Energy and Mining Sector Board Discussion Paper No. 19. IBRD/World Bank. September 2006.
- Bower, J. 2002. Why Did Electricity Prices Fall in England and Wales? Market Mechanism or Market Structure? Oxford Institute for Energy Studies. EL 02. September 2002.
- Brennan, T. 2003. Mismeasuring electricity market power. Regulation, Spring 2003. Available at <http://www.cato.org/pubs/regulations/regv26n1/v26n1-10.pdf>.
- Newbery, D. 2007. What are the issues in mergers and acquisitions arising from electricity market restructuring? EUI Working Papers. RSCAS 2007/01. Florence School of Regulation.
- Bundeskartellamt (2007). Press Release. 17 January 2007. Available at http://www.bundeskartellamt.de/wEnglisch/News/Archiv/ArchivNews2006/2006_01_17.php.
- Dubash, N. 2004. Asian electricity reform in historical perspective. 22 September 2004. Available at http://www.thefreelibrary.com/_print/PrintArticle.aspx?id=128977538.
- EC 2004. Commission prohibits acquisition of GDP by EDP and ENI. Press Release IP/04/1455. 09/12/2004.
- EC 2005. Commission's conditional approval of E.ON's acquisition of MOL's gas business – frequently asked questions. MEMO/05/492, Brussels 21 December 2005.
- EC 2007.. Prospects for the internal gas and electricity market. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. COM(2006)841 final. Brussels 10 January 2007.
- EFET 2000. Unbundling as a crucial factor in the completion of European electricity and gas market liberalisation. Position paper, European Federation of energy Traders (EFET). September 2006.
- Ghanadan and Williams 2006. Electricity Reform in Developing and Transition Countries: A Reappraisal. Elsevier. Energy 31 (2006) 815-844. p.825.
- Gilbert, R. and D. Newbery. 2006. Electricity merger policy in the shadow of regulation.
- Hall, D. 1999. Electricity restructuring, privatization and liberalization: Some international experiences. PSIRU Reports. 9910-E-U-Prob.doc.

Harker, M. and C. Waddams Price 2004. Consumers and antitrust in British deregulated energy markets, in *The Pros and Cons of Antitrust in Deregulated Markets*. Swedish Competition Authority. Stockholm, September 2004.

IEA 2001. IEA approves Australia's energy liberalization, adds that reforms must respect the environment. IEA Press Releases, 9 July 2001.

IEA 2005. *Lessons from Liberalized Electricity Markets*. OECD/IEA, Paris.

IEA 2006. *World Energy Outlook 2006, Summary and Conclusions*.
<http://www.worldenergyoutlook.org/summaries2006/English.pdf.p>.

Joskow, Paul L. 2003. *Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned*. *Cuadernos de Economía*, Año 40, No 121, pp. 548-558. December 2003.

Joskow, P.L. 2005. *Supply security in competitive electricity and natural gas markets*. 29 December 2005.

Joskow, P. L. 2006a. *Markets for Power in the United States: An Interim Assessment*. Forthcoming in *The Energy Journal*, Vol.27, No.1. IAEE. 2006.

Joskow, P. L. 2006b. *Vertical integration*. Prepared for the American Bar Association Antitrust Section's *Issues in Competition Law and Policy*. Available at http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof_id=pjoskow&type=paper.

Joskow, P. L. 2007. *Remarks prepared for the Conference on Competition in Wholesale Power Markets*. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Docket No. AD07-7-000. 27 February 2007.

Kwoka, J. 2005. *Post-PUHCA consolidation of electricity: Five economic facts that should make us somewhat uncomfortable*. Paper delivered at the Institute for Public Utilities Regulatory Policy Conference. Richmond, Virginia. 5 December 2005.

Leveque, F. 2006. *Antitrust enforcement in the electricity and gas industries – problems and solutions for the EU*. Discussion Paper 2005-6/1. Florence School of Regulation. European University Institute. May 2006.

Lynam, J. 2007. *EU seeks converts to eco-stoicism*. BBC News, Brussels. Available at <http://newsvote.bbc.c.uk/mpapps/pagetools/print/news.bbc.co.uk/2/hi/business/6433665.stm>.

Michaels, R.J. 2006. *Vertical Integration and the Restructuring of the U.S. Electricity Industry*. Executive Summary. Cato Institute. Policy Analysis No. 572. 13 July 2006.

Murray, J. *The regulation of electricity markets worldwide: When theory meets practice*. Speech delivered at IERE General Meeting. Jinan, China, 13 November 2002. Available at <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/archives/speeches/spc021113jm.asp>.

Newberry, D. 2002. *Issues and options for restructuring electricity supply industries*. DAE Worling Paper WP 0210. University of Cambridge, Department of Applied Economics.

OECD 2007c. Note by the US Department of Justice and the US Federal Trade Commission submitted at the round-table on energy security and competition policy. DAF/COMO/WD(2007)25. 13 February 2007.

O'Toole, I. 2004. A strategic rethink in the European power markets – a drive for vertical integration. Available at http://www.marketdata.sungard.com/press/reprints/worldpower_march2004.pdf.

Pollitt, M. 2004(a). Electricity reform in Chile: Lessons for developing countries. Paper prepared for the Industrial Organization Policy for Development Programme. Development Research Group. World Bank.

Pollitt, M. 2004(b). Electricity Reform in Argentina: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics. CWPE 0449. September 2004.

Practical Action 2006. Electricity reform experiences in Asia, Pacific region, GATS and privatization of the industry. WTO Watch – Trade Observatory. Available at http://www.janathakshan.org/gats_reforms/c/elecrefo.html.

Prasad, G. 2006. Energy sector reform and the pattern of the poor: Energy use and supply, a four-country study: Botswana, Ghana, Honduras and Senegal. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). March 2006.

Shepherd, W.G. 1997. Market power in the electric utility industry: An overview. November 1997.

Skeer, J. 2004. Asian LNG Trade and Gas Market Reform: Implications for Gas and Power Consumers. Oxford Institute for Energy Studies. NG 6. November 2004.

UNCTAD 2006. The Emerging Biofuels Market: Regulatory, Trade and Development Implications. UNCTAD/DITC/TED/2006/4.

Vandezande, L. and L. Meeus et al. 2006. Evaluation of economic merger control techniques applied to the European electricity sector. Available at http://www.esat.kuleuven.be/electa/publications/fulltexts/pub_1589.pdf.

Willet, E. Competition in the Australian energy market – the ACCC perspective. Speech delivered at the Australian Energy User 2006 – The Energy to Compete Conference. 24 October 2006.

Zhang, Y., D. Parker et al. 2005. Competition, Regulation and Privatization of Electricity Generation in Developing Countries: Does the Sequencing of the Reforms Matter? The Quarterly Review of Economics and Finance 45(2-3), 358-379.