

Colloque « Energie et Développement en Amérique Latine »
Session « Réorganisation des industries électriques et gazières »
Mexico, 5/7.11.2003

**Réorganisation des marchés, sécurité des approvisionnements et ressources hydrauliques
Comparaison des expériences brésilienne et norvégienne ***

Clarice FERRAZ et Franco ROMERIO
Centre Universitaire d'Etude des Problèmes de l'Energie (CUEPE)
Université de Genève

Route de Drize 7
CH - 1227 Carouge - Genève
Tél. 0041 - 22 - 379 0 634/653
Fax 0041 - 22 - 379 0 639
clarice.ferraz@cuepe.unige.ch
franco.romerio@cuepe.unige.ch

Abstract

This article analyses the electric security supply's problem, in particular the investment in the reserve margin and the diversification of investments in generation. It discusses the impact on security of the opening of electricity markets to competition. It examines the problems currently emerging with competition, as well as those which existed previously with monopoly. It shows that security represents a public good, contrary to electricity which is a private good. This feature requires the adoption of regulatory or incentive measures assuring an adequate investment in the reserve margin, as well as investment diversification, such as the "security supply obligations" and the "capacity requirement or payment". The demand side management's measures should also play an important role. The article includes a conceptual analysis and two case studies on Brazil and Norway. These countries allow us to illustrate and to compare the specific problems that we find in the South, on the one hand, and in the North, on the other, in the field of electric supply. Furthermore, they provide the opportunity to analyse the advantages and disadvantages of hydropower, in particular its flexibility and its climate dependence.

Résumé

Cet article analyse le problème de la sécurité des approvisionnements électriques, notamment l'investissement dans la marge de réserve et la diversification des investissements dans la production. Il discute l'impact sur la sécurité de l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence. Il examine les problèmes qui émergent aujourd'hui avec la concurrence et ceux qui se posaient hier avec le monopole. Il montre que la sécurité représente un bien public, contrairement à l'électricité qui est un bien privé. Ceci rend nécessaire l'adoption de mesures réglementaires ou incitatives garantissant un niveau d'investissement adéquat dans la marge de réserve, ainsi que la diversification des approvisionnements, comme les « obligations de sécurité » et le « paiement ou exigence de capacité ». Les mesures de Demand Side Management peuvent aussi jouer un rôle important. L'article comprend une analyse conceptuelle et deux études de cas, consacrées au Brésil et à la Norvège. Ces pays permettent d'illustrer et de comparer les problèmes qui se posent dans les pays du Sud et du Nord dans le domaine de l'approvisionnement électrique. En outre, ils fournissent l'opportunité d'analyser les avantages et les désavantages de l'énergie hydroélectrique, sa flexibilité et sa dépendance du climat.

1. Introduction

L'objectif de cet article est d'analyser la sécurité des approvisionnements électriques dans des marchés ouverts à la concurrence. Le problème est de grande actualité aussi bien dans les pays qui ont réorganisé le marché que dans ceux qui s'appêtent à le faire. Tout en relevant les défauts du monopole, de nombreux experts affirment en effet que la sécurité n'est pas automatiquement assurée par les mécanismes du marché.

Nous effectuons une analyse conceptuelle et deux études de cas, consacrées au Brésil et à la Norvège. Compte tenu du fait que l'approvisionnement électrique de ces deux pays dépend quasi exclusivement de l'hydraulique, nous examinons plus particulièrement les problèmes posés par cette source d'énergie, qui peut offrir une grande flexibilité au gestionnaire du système, mais qui en même temps dépend des aléas du climat. Nous évoquons l'investissement dans les turbines à gaz, car la question est d'actualité. Nous avons choisi d'étudier le Brésil et la Norvège, parce qu'ils possèdent une expérience de plusieurs années dans le domaine de l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence. En outre, ceci nous permet de comparer les problèmes qui se posent dans un pays du Sud et du Nord. Par ailleurs, le Brésil a connu une crise électrique relativement aigue en 2001. En revanche, en Norvège on constate une diminution assez sensible de la marge de réserve du système électrique.

Nous abordons d'abord l'approvisionnement électrique d'un point de vue conceptuel, en évoquant les problèmes, les outils d'analyse et les mesures envisageables de type réglementaires et incitatives. Ensuite, nous effectuons les deux études de cas, en rappelant les points fondamentaux de la réorganisation avant d'approfondir la question de la sécurité. Enfin, nous comparons l'expérience brésilienne et norvégienne et nous proposons quelques généralisations.

2. Analyse conceptuelle

2.1. Le problème

La sécurité de l'approvisionnement électrique dépend de l'investissement et de sa diversification. L'équipement doit être adapté à l'évolution de la consommation, qui peut être plus ou moins influencée par différents types de mesures. Il faut pouvoir compter sur une marge de réserve adéquate pour faire face aux aléas de la production et de la consommation. Il convient de diversifier l'investissement afin de créer un portefeuille d'investissements bien balancé, qui ne dépend pas d'une seule source ou d'un ensemble de sources corrélées. Par « source », nous entendons une ressource naturelle, une technologie ou un fournisseur. Si la sécurité de l'approvisionnement n'est plus assurée, on assiste au déséquilibre entre l'offre et la demande, à l'envol des prix et/ou à des black-outs.

Lorsque le secteur électrique était contrôlé par des monopoles, dans de nombreux pays du Nord on a assisté au surdimensionnement de l'équipement. On estimait en effet que le coût provoqué par les déficits était moins élevé que le coût induit par le surplus. En outre, on essayait de réaliser un degré élevé d'indépendance énergétique, en minimisant le recours aux importations et à l'utilisation de ressources non nationales. L'efficacité économique n'était pas la préoccupation principale des entreprises électriques. En revanche, dans plusieurs pays du Sud les contraintes financières ont empêché de réaliser les investissements nécessaires. On a ainsi constaté des déficits chroniques de courant électrique.

* Version révisée après le colloque (janvier 04)

L'inefficience dans la gestion des entreprises électriques était souvent à l'origine du manque de financement.

Avec l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence, l'efficience économique passe au premier plan, mais la sécurité de l'approvisionnement se trouve confrontée à de nouveaux défis. L'expérience des pays qui ont libéralisé leurs marchés est encore insuffisante, mais une tendance semble confirmer les modèles théoriques, qui prévoient la diminution de l'investissement et dans certains cas la disparition de la marge de réserve. Ces analyses montrent aussi qu'on pourrait assister à des cycles dans l'investissement, avec des phases de surplus et d'autres de déficit. Par ailleurs, on stigmatise l'investissement massif dans les turbines à gaz à cycle combiné, avantagées par des temps de retour relativement faibles, qui pourrait empêcher la diversification des sources d'approvisionnement.

Le problème fondamental est de savoir si dans un marché concurrentiel les prix fournissent des signaux suffisamment efficaces garantissant un investissement adéquat, notamment dans la marge de réserve, ainsi qu'une diversification satisfaisante de l'investissement. Si ce n'est pas le cas, il faudra imaginer des mesures incitatives et réglementaires permettant de corriger le comportement des investisseurs et des autres acteurs de la scène électrique.

2.2. Les outils d'analyse

La figure 1 permet de comprendre la formation du prix sur un marché électrique concurrentiel. La capacité du système est représentée sur l'axe horizontal, les prix sur l'axe vertical. La courbe inférieure en escalier représente les coûts variables moyens et celle supérieure les coûts totaux moyens de différents types d'installations. Les droites obliques illustrent les fonctions de demande :

- avec Da, on est dans une situation de surcapacité et les prix ont tendance à refléter le coût variable de l'installation marginale (CV) ;
- avec Db (en principe lors des pointes), il n'y a pas de surcapacité et les prix reflètent le coût total de l'équipement marginal (CT) ;
- avec Dc, les prix montent très haut pour limiter la demande à la capacité disponible (CAP).

Dans ce dernier cas, on a des prix de rationnement et on se trouve dans une zone de grande incertitude. Les prix sur les marchés de gros de l'électricité sont en fait très volatiles. Ces fluctuations ne sont pas limitées par la réaction des consommateurs, car l'élasticité-prix de la demande est très faible et en général ces prix ne sont pas répercutés sur le consommateur final. Pendant ces périodes, les entreprises électriques réussissent à récupérer totalement ou en partie les frais fixes qui ne sont pas couvertes en situation de surcapacité. La rentabilité des investissements dépendra donc en grande partie de la fréquence et de la durée des tensions entre l'offre et la demande. Lorsqu'il y a forte surcapacité, les prix restent bas, les frais fixes ne sont plus couverts même pendant les heures de pointe, et les entreprises n'investissent plus. La diminution de la marge de réserve provoque des graves tensions. L'augmentation des prix permettra de réaliser de nouvelles installations dans la mesure où leurs prix de revient sont supérieurs au prix moyen du marché. On obtient ainsi des mouvements cycliques qui se caractérisent par des surplus et des déficits.

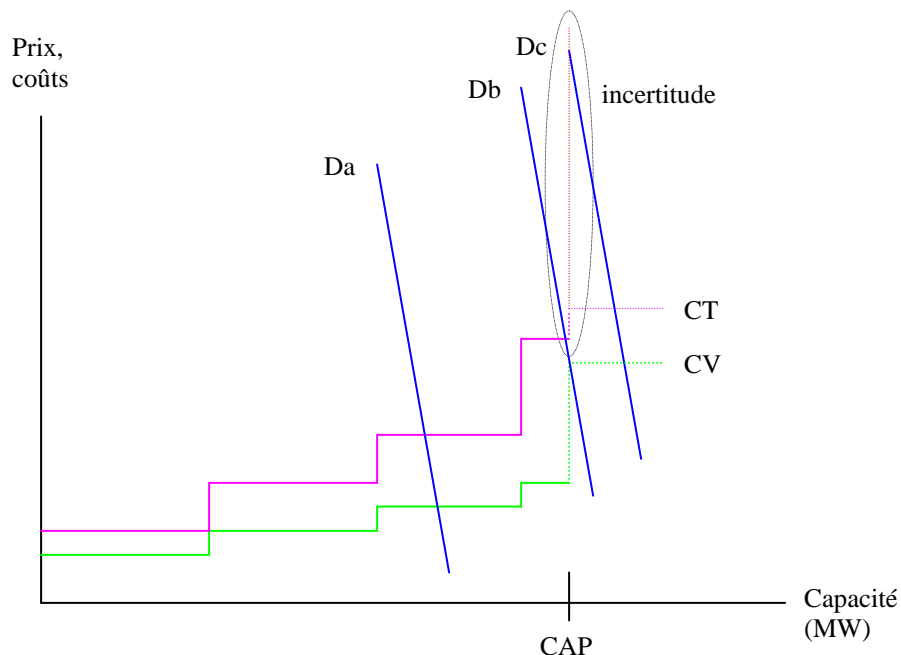


Figure 1 – Formation du prix de l'électricité

D'autres facteurs permettent de comprendre les obstacles à l'investissement dans un marché ouvert à la concurrence. Le taux d'utilisation de l'équipement de réserve étant faible, ce type d'investissement n'est pas rentable si les prix ne sont pas relativement élevés. S'il y a « pouvoir de marché », des entreprises électriques peuvent essayer de provoquer des déficits, afin d'obtenir des prix plus élevés. Ceci peut les amener à retarder les investissements, à retenir une partie de la capacité disponible, voire à provoquer des goulets d'étranglement sur les réseaux. Le problème devient particulièrement délicat lorsque l'équipement de pointe ou de réserve est contrôlé par une ou deux entreprises, qui peuvent profiter ainsi, à cet égard, d'une situation monopolistique ou duopolistique.

Enfin, le sous-investissement pourrait être la conséquence du fait que la sécurité représente un bien public. Abott par exemple affirme que les principes de la non-rivalité et de la non-exclusivité caractérisent l'investissement dans la sécurité, car il profite ni plus ni moins à l'ensemble des consommateurs (2001, p. 31-33). Ainsi, les prix de marché de l'électricité ne refléteraient pas suffisamment la valeur sociale de la sécurité, décourageant l'investissement. Il convient toutefois de rappeler que les techniques du « demand side management » permettent de plus en plus de gérer la demande de sécurité jusqu'au consommateur final.

La rentabilité insuffisante de l'investissement, le pouvoir de marché et le concept de bien public permettent aussi de comprendre le problème de la diversification des investissements. Nous examinons les mesures réglementaires et incitatives qui devraient permettre de surmonter ces problèmes au point suivant, après avoir effectué quelques réflexions supplémentaires sur la marge de réserve.

Afin d'assurer la stabilité du système électrique, il faut créer des marges de réserve au niveau de la production et de la transmission, permettant de faire face aux variations de l'offre et de la demande. La définition de ces marges dépend des caractéristiques du système électrique pris en considération. En général, dans le cas des systèmes thermiques, c'est le prélèvement de pointe qui pose problème (MW)¹,

¹ Pour couvrir les pointes, en général on utilise des turbines à gaz ; les coûts de production sont élevés à cause du faible taux d'utilisation de l'équipement et des températures de la combustion.

tandis que dans les systèmes hydroélectriques, la période critique est donnée par la consommation pendant les saisons sèches (MWh). Les systèmes thermiques et hydrauliques fournissent des services complémentaires et leur intégration permet une meilleure allocation des ressources. Les besoins de réserve doivent être anticipés suffisamment à l'avance, car il faut compter au moins deux ans pour réaliser une nouvelle installation. La marge de réserve représente une assurance relativement coûteuse, qu'il convient de dimensionner correctement. Généralement, on affirme qu'elle devrait être comprise entre 18 et 25% de la capacité totale de production, mais la prise en considération de la dimension du système électrique, de la part de l'hydraulique et du thermique, ainsi que du développement du réseau peut amener à réviser ce pourcentage (International Energy Agency, 2002, p. 40).

2.3. Les mesures

Afin de surmonter le problème du sous-investissement qui pourrait se présenter avec l'ouverture à la concurrence, il faut d'abord concevoir des marchés efficients et ensuite prévoir des garde-fous de type réglementaire. Ces derniers portent notamment sur les « obligations de sécurité »², c'est-à-dire l'obligation faite au gestionnaire du système ou à un autre opérateur de prévoir une réserve suffisante à travers la réalisation d'équipements de modulation ou l'établissement de contrats. Un système de licences obligatoires pour les opérateurs du marché, prévoyant le devoir de fournir au régulateur les informations nécessaires sur la disponibilité de l'équipement, les pannes, les contrats, etc., aide à prévenir le comportement stratégique. Les instruments réglementaires destinés à garantir la diversification de l'investissement portent sur les autorisations de construction et d'exploitation.

Il convient de mentionner la question de l'investissement dans les réseaux de transport et de distribution dans le contexte de la réglementation, car les règles du marché et de la concurrence s'appliquent seulement très partiellement dans ce domaine. Le problème de l'investissement dans les réseaux, marges de réserve comprises, se pose uniquement si les prix de transit définis par l'autorité de réglementation sont trop bas compte tenu des coûts de construction et d'exploitation des nouvelles installations. La gestion des goulets d'étranglement peut toutefois avoir un certain impact sur la construction de nouvelles lignes et centrales de production, notamment lorsqu'elle est effectuée à travers la mise aux enchères des capacités, et si elle exerce un impact sur les prix de gros de l'électricité.

Le marché peut contribuer à résoudre les problèmes de la sécurité s'il a été explicitement conçu pour remplir cette fonction. La création des marchés « verts » et des certificats d'émission aide à faire décoller les nouvelles énergies renouvelables, permettant ainsi de promouvoir la diversification des investissements. Nous ne développons pas cette problématique, car nous préférons insister davantage sur l'investissement dans la marge de réserve. Nous rappelons toutefois que l'introduction d'une production variable (notamment de l'éolien et du photovoltaïque) dans le système électrique peut affecter la marge de sécurité et rendre nécessaire l'adoption de nouvelles règles. Dans la plupart des pays, les marchés de gros ne permettent de rémunérer que l'énergie effectivement fournie. La capacité en réserve n'est pas valorisée par ces marchés. En effet, on n'a pas prévu un système d'incitation encourageant l'investissement dans la marge de réserve. Les marchés de la régulation peuvent poser le même type de problème. Les marchés à terme, qui permettent notamment de s'assurer contre la volatilité, ne sont pas destinés à faire face au problème de la sécurité.

La réserve peut être rémunérée dans le cadre du marché dans la mesure où on applique le principe du « paiement de capacité » ou de l'« exigence de capacité »³. Dans ce cas, la réserve est rémunérée indépendamment de l'énergie effectivement fournie. Si on opte pour le « paiement de capacité », on définit un prix pour la capacité et le marché en détermine le niveau. Si en revanche on introduit l'« exigence de capacité », on définit le niveau de capacité et le marché en détermine le prix. En général,

² En anglais, « security of supply obligations » (SSOs).

³ En anglais, respectivement « capacity payment » et « capacity requirement ».

la définition du paiement ou de l'exigence de capacité se base sur les concepts de la « valeur de la charge perdue » et de la « probabilité de la perte de charge »⁴. Le premier tient compte de la valeur monétaire que le consommateur attribue à la dernière unité d'énergie consommée⁵ ; le deuxième, de la probabilité que le prélèvement soit inférieur à la production disponible pendant une période donnée.

Ces mécanismes peuvent fournir des incitations efficaces à l'investissement dans la marge de réserve. La rentabilité des investissements ne dépend plus de l'apparition des tensions entre offre et demande. Les prix subissent une légère augmentation, « compensée » toutefois par une plus grande stabilité du marché. La mise en place de ces mécanismes doit toutefois être évaluée attentivement. Si par exemple on fait dépendre le paiement de capacité des fluctuations de la probabilité de perte de charge, on peut assister à une volatilité accrue et à l'apparition de comportements stratégiques.

L'autre angle d'attaque du problème de la sécurité est constitué par la gestion de la demande, en particulier la tarification de l'électricité et la diversification qualitative du produit. A cet égard, il convient de rappeler que ce volet du problème a été délaissé par les monopoles du passé. Ceci explique pourquoi aujourd'hui il est plus facile d'agir du côté de l'offre que de la demande. Afin de mieux maîtriser le problème de la sécurité, dans la mesure du possible les prix de détail doivent refléter les variations des prix de gros. En diffusant des signaux plus efficaces sous forme de prix, on obtient une meilleure adaptation entre l'offre et la demande. Par ailleurs, il est possible de diminuer le niveau des prix moyens sans renoncer aux variations horaires et saisonnières. Avec ce type de tarification et une plus forte élasticité-prix, il est plus facile de court-circuiter le comportement stratégique des entreprises qui détiennent un quelconque pouvoir de marché.

La gestion de la demande doit tenir compte du fait que les besoins en matière de sécurité, ainsi que l'aversion au risque, ne sont pas les mêmes chez l'ensemble des consommateurs. Par ailleurs, les principes de l'assurance peuvent être appliqués dans ce domaine, par exemple en offrant la réserve disponible à un prix faible, mais en appliquant un prix élevé lors de son utilisation effective. Reste à vérifier quelles sont les difficultés pratiques de l'adoption d'une telle approche.

D'autres mesures peuvent évidemment être envisagées compte tenu des problèmes spécifiques des pays pris en considération, concernant par exemple le « risque-pays » dans de nombreux pays en développement, ou le risque de dissimulations comptables, comme on l'a vu avec ENRON aux Etats-Unis. Dans les études de cas, il ne faudra pas perdre de vue les erreurs commises dans l'organisation des marchés et la création de la réglementation, qui aggravent les problèmes de la sécurité des approvisionnements tels que nous venons de les présenter. Les exemples abondent.

3. Etudes de cas

3.1. Brésil

3.1.1. La réorganisation

Le Brésil a entrepris la réforme du secteur électrique en 1995 avec les privatisations. Une année après, il a commencé à définir les nouvelles règles de fonctionnement du marché, et il a créé l'Agence Nationale de l'Energie Electrique (ANEEL), responsable de la réglementation. Le processus de réforme a abouti en 1998 dans la création du Marché de Gros de l'Electricité (MAE) et de l'Opérateur National du Système (ONS). L'objectif était d'augmenter l'efficacité du secteur électrique et attirer l'investissement que l'Etat n'arrivait pas à assurer. Des groupes nationaux et étrangers (notamment EDF, AES, Iberdrola, Duke Energy) contrôlent aujourd'hui une importante partie du secteur de l'électricité au Brésil. Avec l'arrivée au pouvoir du Président Luis Inacio Lula da Silva, on a entrepris une réévaluation de la nouvelle organisation du secteur électrique, qui n'aboutira pas sur la remise en question de l'ouverture du marché,

⁴ En anglais, respectivement « value of lost load » (VOLL) et « loss of load probability » (LOLP).

⁵ Il est difficile d'estimer la valeur de la charge perdue. On cite des chiffres allant de US\$ 2'400 à US\$ 20'000 par MWh (Besser, Farr and Tierney, 2002, p. 56).

mais sur le perfectionnement d'un certain nombre de mécanismes ayant pour but de favoriser l'investissement.

On a réalisé la dé-intégration physique verticale entre production, transport et distribution. Toutefois, les entreprises de distribution peuvent produire jusqu'à 30% de leur besoin en énergie. Le réseau est géré par l'ONS, où sont représentés les opérateurs publics et privés du secteur de l'électricité. La propriété des réseaux haute, moyenne et basse tension est en mains publiques et privées. Ces derniers ont investi de manière considérable dans la construction des nouvelles lignes. On a opté pour l'accès réglementé des tiers au réseau. On a un tarif nodal, qui couvre tous les services de transmission. La recette annuelle des entreprises de transport doit être approuvée par l'ANEEL. Si elle ne suffit pas pour effectuer les amortissements, rentabiliser les investissements et assurer l'entretien, l'ensemble des opérateurs du marché doit couvrir la différence. Les distributeurs sont soumis à deux types de tarifs : par point de connexion et associés aux contrats réalisés avant la réorganisation.

Le marché de l'électricité est divisé en quatre sous-marchés : Nord, Nord-Est, Sud et Sud-Est/Centre-Ouest. Leur existence est due aux goulets d'étranglement. Chaque sous-marché est considéré comme indépendant et affiche son propre prix spot⁶.

Tous les échanges, spot et contractuels, doivent obligatoirement passer par le MAE, qui est une entreprise de droit privé soumise au contrôle de l'ANEEL. Y participent les entreprises de production possédant une capacité supérieure à 50 MW, les commerçants et fournisseurs réalisant des échanges supérieurs à 100 GWh, ainsi que les gros consommateurs ayant un prélèvement supérieur à 10 MW. On n'a pas créé des marchés à terme. Les prix spot comprennent deux composantes : les coûts variables et une compensation financière pour l'utilisation de l'eau, calculés sur la base d'un modèle de simulation du système électrique. Une autre méthode de définition des prix spot, basée sur les prix annoncés par les producteurs, est actuellement en discussion.

A travers le Mécanisme de Réallocation d'Énergie (MRE), on effectue la régulation du système interconnecté. Le MRE permet le partage des risques hydrologiques. Les usines hydroélectriques qui ont une production supérieure à leur « niveau d'énergie assurée »⁷, préalablement défini par l'ANEEL, fournissent le surplus au MRE, qui réalise le transfert aux entreprises n'ayant pas réussi à atteindre ce niveau. Du point de vue financier, les usines qui ont fourni l'excédent d'énergie au MRE sont dédommagées par l'ensemble des usines déficitaires qui en ont profité.

Dans le secteur de la distribution, 70% des 64 entreprises existant ont été privatisées. Pour le moment, les petits consommateurs ayant un prélèvement inférieur à 10 MW restent captifs. Dans le secteur de la production, la privatisation a touché seulement 23% des entreprises, en raison de l'intérêt mitigé exprimé par les investisseurs. L'Etat a gardé 52.45 % des actions de l'Eletrobras, qui était la grande holding étatique à l'époque monopolistique. L'entreprise a été restructurée et certaines activités ont été désincorporées et privatisées. Grâce à ses filières, elle contrôle encore presque 60% de la production d'énergie électrique du pays. ANEEL cherche à limiter les concentrations des entreprises de distribution et de production. Dans le Nord et le Nord-Est, la part du marché d'une entreprise ne peut pas dépasser 35% ; dans le Sud et le Sud-Est, 25% ; dans l'ensemble du marché national, 20%.

La réglementation, relativement forte, est réalisée par l'ANEEL, qui est rattachée au Ministère des Mines et de l'Énergie, sans lui être subordonnée. Son statut juridique lui permet en effet de bénéficier d'une relative indépendance. Elle surveille le respect des principes de la concurrence et réalise des partenariats avec les agences des Etats de la Fédération, afin d'effectuer le contrôle des infrastructures et de la qualité du service. Elle intervient comme arbitre lors de l'apparition de conflits entre le concédant (le gouvernement), les entreprises électriques et les consommateurs. L'ANEEL a le pouvoir de sanctionner la violation des règlements. Par ailleurs, l'ONS se réfère à l'ANEEL en cas de non respect des règles

⁶ Cf. MAE, *Descritivo dos relatórios de informação ao público*, p. 4 (www.mae.org.br).

⁷ L'« énergie assurée » correspond à la charge maximale pouvant être fournie avec un risque de défaillance de 5%.

relatives au fonctionnement du système. Il convient de relever le manque d'intégration entre le secteur de l'électricité, du gaz et du pétrole en matière de réglementation.

Au Brésil, le taux d'accroissement annuel moyen de la consommation d'énergie électrique a été de 4.1% entre 1991 et 2000. Pendant le même laps de temps, le taux d'augmentation du PIB a été de 2.6%. On enregistre des variations saisonnières relativement fortes de la consommation. La production est presque exclusivement hydroélectrique ; les variations des précipitations provoquent des fluctuations importantes. Afin de faire face à l'accroissement de la consommation, on envisage de réaliser des turbines à gaz, alimentées avec le gaz naturel provenant de la Bolivie. Les prix du MAE reflètent les aléas climatiques à cause de la prépondérance de la production hydroélectrique. On s'attend à une augmentation de 20% des prix de détail à l'horizon 2006, qui devrait permettre de rentabiliser les nouveaux investissements.

3.1.2. La sécurité des approvisionnements

L'investissement dans la production ne s'est pas repris malgré l'ouverture à la concurrence. Comme nous le verrons plus loin, plusieurs obstacles ont empêché la réalisation des nouveaux projets, notamment dans le domaine des turbines à gaz. La consommation a subi une forte augmentation. Les déséquilibres ont commencé à se manifester en 2000. La crise est devenue particulièrement aigue en 2001. On a alors dû exploiter les réserves d'eau stockées dans les barrages hydroélectriques au-delà du seuil critique. La sécheresse a fortement aggravé le problème⁸. Le déséquilibre entre l'offre et la demande a provoqué l'envol des prix sur les marchés de gros, l'augmentation des prix pour l'ensemble des consommateurs, les rationnements, ainsi que la réduction de la consommation, obtenue à travers des campagnes d'information.

A l'époque du monopole public, on a connu d'abord un surinvestissement, dans les années 70, qui a commencé à disparaître dans les années 80, marquées par des sérieux déséquilibres macroéconomiques, notamment par l'hyperinflation et l'endettement croissant de l'Etat. Plus précisément, l'augmentation moyenne annuelle de la capacité de production a été de 11.8 % dans les années 70, 4.1% dans les années 80, et 2.6% dans les années 90. Les tarifs de l'électricité, qui ne reflétaient plus les coûts de production et distribution, étaient utilisés comme instruments de politique économique pour maîtriser l'inflation. Au cours des années 90, le secteur est arrivé au bord de la faillite. La réforme était désormais devenue impérative.

Pour comprendre les raisons de la crise électrique au Brésil, il faut se référer au MAE, à l'ONS, au MRE, et prendre en considération les facteurs qui ont déterminé l'évolution de l'offre et de la demande. Les prix du MAE permettent difficilement de rentabiliser les nouveaux investissements à cause de leur niveau et de la forte volatilité. Dans la région Sud, le prix moyen du MAE a été de 8.5 R\$/MWh entre octobre 2002 et septembre 2003, avec un minimum de 4 R\$/MWh et un maximum de 22.4 R\$/MWh. Pendant le deuxième semestre 2001, en période de crise, la valeur moyenne a été de 42.4 R\$/MWh, tandis que la valeur la plus élevée enregistrée a été de 141.6 R\$/MWh⁹. Ceci signifie que le système de calcul des prix, basé sur les coûts variables et une compensation financière pour l'utilisation de l'eau, ne prend pas suffisamment en considération l'élément capacité et les frais fixes. Un autre facteur décourageant l'investissement est représenté par le système de coordination du dispatching centralisé et du mécanisme de réallocation d'énergie. En effet, il limite l'autonomie des producteurs en matière de volumes de production et prix de vente. Il possède toutefois l'avantage de faire d'obstacle au pouvoir de marché.

L'offre n'a pas réussi à suivre l'évolution de la demande, car les prix ont découragé l'investissement, comme on vient de le voir, et en raison du « risque-pays », qui était très élevé au Brésil. Le pays a connu l'hyperinflation, des taux d'intérêt extrêmement élevés et un très fort endettement. Il convient aussi de

⁸ En effet, à la fin d'avril 2001, la capacité estimée des réservoirs des régions Sud-Est et Centre-Ouest était 32.2%, largement en dessous de leur niveau de sécurité de 49% ; dans la région Nord-Est, cette capacité était 33.1% pour un niveau de sécurité de 50%.

⁹ Cf. <http://www.mae.org.br/precos/semanal/index.jsp>. Il s'agit des prix moyen de la semaine. 100 R\$ = 30 EURO = 400 Pesos (Mexique) (octobre 2003).

rappeler les incertitudes relatives à des nouvelles réformes. L'attractivité des projets d'investissement dans l'hydroélectrique a par ailleurs été affaiblie par le risque de sécheresse prolongée, qui réduit sensiblement le taux d'utilisation de l'équipement. Dans le cas des turbines à gaz, c'est le risque relatif aux importations de gaz naturel de la Bolivie, notamment aux fluctuations du taux de change, à avoir découragé ce type d'investissement. Ainsi, le plan conçu par le gouvernement visant à stimuler l'investissement dans l'équipement électrique n'a pas porté ses fruits, malgré les subventions proposées. En revanche, dans le secteur du transport et de la distribution, où on a mis aux enchères un certain nombre de concessions, les investisseurs privés ont été beaucoup plus actifs. Ceci montre que les perspectives de rentabilité sont meilleures dans le secteur des réseaux que dans celui des équipements de production. Dans une perspective de plus long terme, il convient de rappeler le « Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia » (PROINFA), qui s'est fixé comme objectif 10% de nouvelles énergies renouvelables dans le bilan électrique national dans 20 ans. Son lancement est actuellement en discussion.

La demande d'énergie électrique a subi une forte augmentation, notamment dans le secteur résidentiel, suite à la maîtrise de l'inflation et à l'amélioration du pouvoir d'achat de la population. La diffusion des appareils électroménagers a joué un rôle très important de ce point de vue. Lors de la crise de 2001, le gouvernement a mis en place un programme de maîtrise de la consommation d'électricité, basé sur des annonces publicitaires, incitant les citoyens à coopérer dans la lutte contre les coupures. Cette initiative a eu un succès remarquable. Dans certaines régions, on a dépassé l'objectif qu'on s'était donné de réduire les consommations de 20%. Les effets ne se sont pas épuisés avec l'arrêt de l'initiative.

3.2. Norvège

3.2.1. La réorganisation

Le marché de l'électricité norvégien a été ouvert à la concurrence en 1991. Aujourd'hui il est fortement intégré au marché scandinave. L'objectif était d'augmenter l'efficacité du secteur électrique, qui n'était pas satisfaisant, en particulier dans le domaine de la gestion des réseaux. Les privatisations ont été très rares. La pénétration du capital étranger a été faible, à cause notamment de la loi sur les concessions de 1917, qui confie l'exploitation des ressources hydroélectriques aux entreprises publiques.

Il y a eu dé-intégration verticale comptable, avec deux seules exceptions, le responsable du réseau d'interconnexion national, Statnett SF, et le producteur national, Statkraft SF, qui ont été obligés de se séparer des autres activités. Le réseau d'interconnexion est de propriété de l'entreprise publique Statnett SF ; les réseaux intermédiaires et locaux sont tenus par environ 250 sociétés. On a adopté le principe de l'accès réglementé des tiers au réseau. On applique une réglementation de type incitative, basée sur le concept de « revenue cap ». Pour le prix du transit, on a choisi le « système du point de connexion », si bien que le prix du transport ne reflète pas la distance entre le vendeur et l'acheteur du courant. Les coûts provoqués par les goulets d'étranglement sont compris dans les prix du transport. Les prix de l'électricité diffèrent ainsi d'une région à l'autre.

Nord Pool organise le marché de gros J-1 en Scandinavie. Il n'y a toutefois aucune obligation de passer par ce marché, si bien qu'environ 75% des échanges sont réglés à travers des contrats bilatéraux. Il existe des marchés à terme, permettant de s'assurer contre les fluctuations des prix sur un horizon temporel pouvant atteindre trois ans. En revanche, on ne possède pas d'instruments financiers permettant de couvrir le risque provoqué par les goulets d'étranglement sur les réseaux. Les prix sont déterminés par les mises effectuées par les vendeurs et les acheteurs. Le capital de Nord Pool est détenu par les responsables norvégiens et suédois du réseau d'interconnexion national.

Le marché de la régulation est organisé par Statnett SF dans le but d'assurer l'équilibre instantané entre l'offre et la demande. Jusqu'à octobre 2000, on opérait sur une base journalière. Compte tenu des mises effectuées par les producteurs, l'opérateur mettait en service les unités de production en minimisant les coûts. On a montré que le prix de l'énergie de régulation dépendait du signe et de l'ampleur du déséquilibre, ainsi que des fluctuations du prix du gros sur le marché J-1. A partir du 1^{er} novembre 2000,

ce système a été remplacé par le « Regulating Capacity Option Market » (RCOP), qui opère sur une base de 3 mois ou une année et tient compte de trois grandes régions.

La production d'électricité est effectuée par environ 160 entreprises. Les dix plus grandes entreprises détiennent 66% de la capacité installée ; Statkraft SF a elle seule un peu moins d'un tiers. Seulement 15% de la capacité de production est en mains privés ; 55% est contrôlée par les collectivités publiques locales ; le restant par Statkraft SF. Tous les consommateurs sont éligibles. Environ 350 sociétés ont obtenu une licence de vendre du courant électrique.

La réglementation est relativement légère. La responsabilité revient au Ministère du pétrole et de l'énergie et au « Water resources and energy directorate » (NVE), qui lui est subordonné. L'autorité de la compétition (NCA) s'intéresse aussi au marché de l'électricité. Les activités du NVE couvrent plusieurs domaines, notamment l'administration des ressources hydrauliques et énergétiques, la réglementation des réseaux électriques et l'octroi des licences aux opérateurs du secteur de l'électricité. Le Ministère du pétrole et de l'énergie est à la fois arbitre en matière de réglementation et propriétaire d'une part considérable du secteur de l'électricité.

En Norvège, le taux d'accroissement annuel de la consommation a été en moyenne de 1.35% entre 1991 et 2000. Pendant le même laps de temps, le taux d'augmentation du PIB a été de 3.4%. On enregistre des variations journalières et saisonnières relativement fortes. La production est presque exclusivement hydroélectrique et dépend des variations des précipitations, qui provoquent des fluctuations d'environ $\pm 20\%$. L'intégration croissante de ce pays dans le marché nordique lui permet de valoriser ses ressources hydrauliques, notamment la puissance de pointe, et en même temps d'atténuer les aléas climatiques à travers les importations d'énergie thermique. L'interconnexion avec l'Europe continentale, en particulier l'Allemagne et les Pays-Bas, est en train d'être renforcée. L'abandon du nucléaire de la part de la Suède à l'horizon 2010, qui représente environ 40% de la production électrique de ce pays, pourra avoir des répercussions relativement importantes sur l'approvisionnement de la région. Il existe des projets de construction de turbines à gaz sur la côte ouest de la Norvège, qui sont toutefois controversés. Les prix du Nord Pool reflètent les aléas climatiques. Les prix de détail sont très bas par rapport aux moyennes européennes.

3.2.2. La sécurité des approvisionnements

L'investissement dans le secteur de l'électricité est très faible en Norvège depuis l'ouverture du marché à la concurrence. Il n'y pas eu d'initiatives visant à diversifier l'approvisionnement, qui reste presque entièrement basé sur les ressources hydrauliques. La marge de réserve a subi une diminution sensible¹⁰. En année sèche, la sécurité de l'approvisionnement dépend des importations. En fait, l'énergie représente le facteur critique dans ce pays. Les goulets d'étranglement sur les réseaux peuvent représenter une contrainte pour le commerce extérieur et l'approvisionnement régional. Le pays n'a pas encore été confronté à de graves interruptions de fournitures. Les tensions entre offre et demande provoquent cependant une augmentation relativement forte des prix du marché de gros, avec répercussions jusqu'au consommateur final, notamment pendant les hivers secs et froids, lorsqu'il faut recourir aux importations.

Pendant la période monopolistique, en revanche, on avait investi de manière excessive dans l'équipement de production, transport et distribution. Le surdimensionnement du système électrique a été provoqué en grande partie par le fait d'avoir misé sur la forte diffusion du chauffage électrique. Les réseaux électriques ont ainsi été conçus pour transporter des charges très élevées. A cause des surplus, les prix de gros étaient très bas sur les marchés libres, à savoir le « Norwegian Power Pool », la bourse d'échange volontaire de la période monopolistique, et le marché J-1, créé au lendemain de la réorganisation.

¹⁰ La marge de réserve était de 27% en 1985, 37% en 1990, 28% en 1995 et 27% en 1999 (International Energy Agency, 2001, p. 23).

Comme pour le Brésil, pour comprendre l'évolution de la marge de réserve en Norvège depuis l'ouverture du marché à la concurrence, et plus en général le problème de la sécurité des approvisionnements, nous examinons le comportement du Nord Pool, du marché de la régulation, ainsi que les facteurs explicatifs de l'offre et de la demande.

On retrouve les problèmes que nous avons mis en lumière dans la partie conceptuelle dans le fonctionnement des marchés de gros du Nord de l'Europe. Difficilement ces marchés peuvent assurer la sécurité des approvisionnements tels que nous l'avons définie. En effet, les prix du marché J-1 subissent des fortes fluctuations journalières, saisonnières et annuelles, à cause de la variation de la production et de la consommation. La première dépend fortement des précipitations et de l'enneigement ; la deuxième, des températures, en raison de la diffusion du chauffage électrique. On peut affirmer que les prix reflètent et amplifient les aléas de la météorologie. En moyenne, ils sont relativement bas. En année humide, ils sont très bas ; en année sèche, ils peuvent s'envoler. On a ainsi enregistré 80 NOK par kWh en moyenne en 1993 et 257 NOK par kWh en moyenne en 1996¹¹.

L'intégration de la Norvège dans l'ensemble du marché Nordique permet toutefois d'atténuer ces oscillations et vraisemblablement de réduire davantage le prix moyen de l'électricité, grâce à la complémentarité entre hydroélectrique et thermique. Des tensions dans les pays limitrophes pourraient toutefois se répercuter sur le marché intérieur norvégien.

Il convient de rappeler que le pouvoir de marché est très faible en Norvège. On affirme par ailleurs qu'il est très difficile pour des entreprises hydroélectriques de créer des ententes ou de retenir de la capacité dans le but de manipuler les prix, à cause du caractère aléatoire des précipitations et du remplissage des barrages. En outre, le régulateur peut imposer le maintien d'une marge de réserve dans les barrages hydroélectriques, car l'exploitant ne peut pas turbiner l'eau au-dessous d'un minimum préalablement établi sans autorisation.

Le nouveau marché de la régulation, le « Regulating Capacity Option Market » (RCOM), fournit des meilleures incitations aux opérateurs. Il est toutefois encore trop tôt pour juger jusqu'à quel point il est en mesure d'assurer un niveau d'investissement adéquat. Statnett a toutefois exprimé un jugement assez positif, en soulignant que « le volume de production offert a été 3-4 fois plus élevé que les besoins » ; on relève en outre qu'« il y a eu une participation significative de la part des unités de consommation » (Nilssen, Walther, 2001, p. 2).

Du côté de l'offre, on constate que les prix de revient des nouvelles installations, notamment les turbines à gaz, sont supérieurs aux prix du marché J-1 et des marchés à terme. L'écart moyen est d'environ +50%. Avec de tels prix, l'investissement ne peut pas être rentabilisé. On relève par ailleurs que des aménagements hydroélectriques réalisés avant la réorganisation n'auraient pas été mis en chantier aujourd'hui. On peut couvrir leurs coûts en puisant dans les rentes engendrées par d'autres aménagements mieux situés ou déjà amortis. L'introduction d'une taxe sur les émissions de CO₂ rendrait l'hydroélectrique et le gaz naturel, ce dernier par rapport au charbon, plus compétitives. La réglementation environnementale freine les nouveaux investissements dans l'hydroélectrique et les turbines à gaz. Un moratoire sur le développement de grands aménagements hydroélectriques a été approuvé en janvier 2001. La loi sur les concessions, les procédures administratives, ainsi que les incertitudes sur les futures normes environnementales, découragent l'investissement dans l'électrothermique.

Les modalités de gestion des goulets d'étranglement sur les réseaux doivent probablement être révisées, comme le suggèrent Glachant et Pignon lorsqu'ils affirment qu'il faudrait une régulation permettant à l'opérateur du système de pouvoir bénéficier de la réduction des congestions, mais le pénalisant dans le cas contraire (2002, p. 23-24).

¹¹ Cf. http://www.nordpool.no/elspot/monthly_prices.html. 100 NOK = 12 EURO = 160 Pesos (Mexique) (octobre 2003).

Du côté de la demande, les consommateurs commencent à avoir la possibilité d'opter pour un système tarifaire plus flexible, assurant une meilleure correspondance entre prix de gros et prix de détail. Ceci représente un progrès du point de vue de la sécurité et de l'allocation des ressources. Le chauffage des maisons et des bâtiments devra être conçu autrement. Cependant, beaucoup reste encore à faire à cet égard, notamment dans la diversification qualitative du produit. Un obstacle tient au fait que les initiatives de « demand side management » ne peuvent pas être financées dans le cadre des activités de réseau, et que les entreprises électriques estiment que leur rentabilité n'est pas assurée.

4. Discussion et conclusions

Les inefficiences des monopoles du passé ont provoqué le surdimensionnement de l'équipement, comme en Norvège, ou au contraire le sous-investissement, pendant une longue période, dans le cas du Brésil. L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence suscite l'efficacité, mais n'assure pas en soi la sécurité de l'approvisionnement. Nous avons vu que la volatilité et le niveau des prix du Nord Pool ne permettent pas (ou difficilement) de rentabiliser les nouveaux investissements. Le design du MAE brésilien pose le même type de problème. Le faible taux d'utilisation journalier ou saisonnier de l'équipement de réserve représente une contrainte supplémentaire pour l'investisseur. D'autres facteurs plus spécifiques peuvent avoir un important impact sur l'investissement, comme la réglementation environnementale en Norvège ou le « risque-pays » au Brésil. La diversification de l'approvisionnement n'est pas non plus assurée, ni par un marché concurrentiel, ni par le monopole, comme le montrent les expériences brésilienne et norvégienne. Dans d'autres pays, comme l'Angleterre, on a par ailleurs assisté à un investissement massif dans les turbines à gaz à cycle combiné, à cause notamment des faibles risques.

La sécurité des approvisionnements énergétiques représente toutefois un objectif extrêmement important pour tous les pays. Le fait que la « sécurité » possède les principales caractéristiques du « bien public » rend le problème particulièrement délicat. Il faut alors envisager des mesures réglementaires ou incitatives garantissant un niveau d'investissement adéquat, le maintien de la marge de réserve et la diversification des approvisionnements. Ces mesures doivent toutefois être soigneusement vérifiées sous l'angle de l'efficacité, car investir dans la sécurité équivaut à prendre une assurance relativement chère. Les risques de dérapage ne sont par ailleurs pas négligeables. En invoquant la « sécurité », on peut ainsi revenir à des systèmes surdimensionnés ou investir dans la technologie de « nos goûts » sans tenir compte des risques économiques qu'elle comporte. Des concepts comme « valeur de la charge perdue » et « probabilité de la perte de charge » doivent être analysés et quantifiés rigoureusement.

Du point de vue réglementaire, on peut définir des « obligations de sécurité » ou agir à travers les autorisations de construction et d'exploitation. Le Brésil et la Norvège n'ont pas défini des obligations de sécurité. Le premier, probablement parce qu'il ne voulait pas démotiver les investisseurs avec des contraintes de ce type. C'est un argument qui n'est pas dépourvu de fondement. Le deuxième, à cause du fait que la réforme a été effectuée dans une situation de grands excédents. Les autorisations (ou plus en général les concessions et les licences) exercent plutôt un effet dissuasif sur les investissements dans l'hydroélectricité et le thermoélectrique en Norvège. Il convient de rappeler qu'au Brésil les investisseurs privés ont obtenu plusieurs licences de construction de réseaux de transport et de distribution, domaine dans lequel ils ont été très actifs.

Du point de vue des incitations, le Brésil a montré qu'il est possible d'influencer la consommation à travers des campagnes publicitaires. Quant à la Norvège, qui doit gérer le problème du chauffage électrique, hérité de l'époque monopolistique, elle commence à appliquer un système de tarification qui permet une plus grande correspondance entre prix de gros et prix de détail. Plus d'attention doit être portée à la gestion de la demande si on veut diminuer les coûts de la sécurité sans baisser la fiabilité du système. Compte tenu de la stagnation de l'investissement, le Brésil et la Norvège devraient envisager l'adoption du mécanisme du « paiement de capacité » ou de l'« exigence de capacité », s'ils veulent éviter des mesures réglementaires plus contraignantes. Il nous semble en effet peu probable que le problème pourra être résolu dans le cadre de l'organisation actuelle du marché de gros et de la régulation, sans une

réforme du marché et/ou l'adoption des obligations de sécurité. La création de marchés des certificats verts permettrait de promouvoir les nouvelles énergies renouvelables. Les marchés des émissions valoriseraient davantage l'énergie hydroélectrique ; le gaz naturel serait pénalisé en soi, mais favorisé par rapport au charbon.

Notre article met en évidence les problèmes qui se posent à un système presque totalement dépendant de l'hydroélectricité. Les aménagements avec retenue permettent de produire de l'énergie de pointe et de régulation de grande valeur. La production dépend toutefois des aléas du climat. Ceci a d'importantes répercussions sur les prix de gros. L'intégration dans le marché du Nord de l'Europe devrait permettre à la Norvège de profiter de la complémentarité hydroélectrique – électrothermique. Le Brésil doit faire un grand effort de diversification, car aujourd'hui il dépend fortement des aléas du climat. Dans les deux pays, pour des questions de sécurité, l'utilisation de l'eau stockée dans les barrages est limitée par un seuil critique, au-dessous duquel il n'est pas possible d'aller sans l'autorisation de l'autorité compétente. L'exercice du pouvoir de marché est difficile pour les entreprises hydroélectriques, à cause du caractère aléatoire de la production. Actuellement, il est très faible au Brésil et en Norvège. Cependant, il ne faut pas perdre de vue que l'introduction d'un paiement ou d'une exigence de capacité pourrait favoriser les comportements stratégiques si les règles du jeu n'ont pas été parfaitement conçues à l'avance.

Aujourd'hui, les économistes se trouvent un peu dans la situation des ingénieurs hydrauliques il y a un siècle, lorsqu'ils ne savaient pas comment maîtriser les « coups de béliers », qui provoquaient l'explosion des conduites dans les aménagements hydroélectriques. Seulement lorsqu'ils ont compris la nature ondulatoire du phénomène, ils ont réussi à résoudre le problème à travers la construction d'installations dotées de « chambres d'équilibre ». L'envol des prix et les « blackouts roulants » représentent les « coups de béliers » de la réorganisation, que nous devons essayer de comprendre, avant de concevoir des mécanismes de marché ou des mesures réglementaires permettant de les maîtriser.

Bibliographie

- Abbott M. (2001), Is the security supply of electricity supply a public good ?, *The Electricity Journal*, August-September, 31-33.
- ANEEL (2002), *Atlas de energia elétrica do Brasil*.
- Besser J.G., Farr J.G., Tierney S.F. (2002), The political economy of long-term generation adequacy: Why an ICAP mechanism is needed as part of standard market design, *The Electricity Journal*, August/September, 53-62.
- Comite de Revitalização do Modelo do Sector Eletrico (2002), *Relatório de Progresso*, 2, Janvier.
- Finon D., Menanteau P. (2003), La promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans des marchés libéralisés : le besoin de nouveaux cadre incitatifs, in B. Lachal, F. Romerio eds., *L'énergie, controverses et perspectives*, Université de Genève, 259-274.
- Ford A. (1999), Cycles in competitive electricity markets : a simulation study of the Western United States, *Energy Policy*, 27, 637-658.
- Glachant J.-M., Pignon V. (2002), *Nordic electricity congestion's arrangement as a model for Europe : Physical constraints or operators' opportunism ?*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper No 2002-06.
- Glachant J.-M., Finon D. eds. (2003), *Competition in European electricity markets : A cross-country comparison*, Edward Elgar, London.
- Grønli H. (2001), A comparison of Scandinavian regulatory models: Issues and experience, *The Electricity Journal*, September, 57-64

- International Energy Agency (2002), *Security of supply in electricity markets: Evidence and policy issues*, Paris.
- Johnsen A. (2003), Residential customers and competitive electricity markets: The case of Norway, *The Electricity Journal*, January-February, 74-79
- Joskow P.L. (1998), Electricity sectors in transition, *The Energy Journal*, 19, 2, 25-52.
- MAE, *Descritivo dos relatórios de informação ao público*. (www.mae.org.br)
- MAE, *Descritivo das regras, versão 3.1.a, capítulo 7* (www.mae.org.br).
- MAE, *Visão geral das regras do mercado etapas de implementação, Preços mensais-Set/00 a Jun/01*, (www.mae.org.br).
- Magnus E., Midttun A. eds. (2000), *Electricity Market Reform in Norway*, MacMillan, London.
- Munksgaard J., Ramskov J. (2002), Effects of internalising external production costs in a Northern European power market, *Energy Policy*, 30, 501-510.
- Nilssen G., Walther B. (2001), Market-based power reserves acquirement, Paper presented at the Conference on *Methods to secure peak load capacity in deregulated electricity markets*, Stockholm, 7-8 June, 2001.
- Percebois J. (2003), Le financement des projets hydrauliques dans les pays en développement: enjeux et contraintes, *Revue de l'Energie*, 546, 331-335.
- Pimentel R.F. (2002), *Preço e competição no setor elétrico Brasileiro em transição: Regulamentação e mercado*, Seminários DIMAC, 91, Mars.
- Pinto JR H.Q. (2003), Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées : le cas de l'industrie électrique au Brésil, *Revue de l'Energie*, 544, 103-111.
- Pires J.C.L. (2002), *Desafios da reestruturação do setor elétrico Brasileiro*, Textos para discussão, 76, DEPEC, BNDES, Mars.
- Pires J.C.L., Gostkorzewicz J., Giambiagi F. (2001), *O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia no Brasil*, Texto para discussão, 85, DEPEC, BNDES, Mars.
- Pires J.C.L., Picinini M.S. (1998), *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico : A experiência internacional e o caso Brasileiro*, Textos para discussão, 64, DEPEC, BNDES, Juillet.
- Reis J., Tamberg E., Sobral A., Lopes Saito C. (2003), The electric sector in Brazil, *Revue de l'Energie*, 546, 255-260.
- Romerio F. (2002), European electrical systems and Alpine hydro resources, *GAIA*, 3, p. 200-202.
- Skytte K. (1999), The regulating power market on the Nordic power exchange Nord Pool: an econometric analysis, *Energy Economics*, 21, 295-308.