

RAPPORTBOURGOGNE



2005RB-04 > Mai 2005

La réglementation de l'énergie au Québec

Robert Clark (HEC Montréal et CIRANO)

Andrew Leach (HEC Montréal et CIRANO)

Édition révisée, décembre 2005

Les Rapports bourgogne sont des documents de synthèse portant sur des questions d'intérêt général produits par des chercheurs du CIRANO. Ils contribuent à alimenter la réflexion et le débat public sur des questions d'actualité.

Le CIRANO est un centre de recherche multidisciplinaire qui a pour mission l'accélération du transfert des savoirs entre le monde de la recherche et celui de la pratique.

Les partenaires du CIRANO

Partenaire majeur

Ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation

Entreprises partenaires

Alcan inc.
Banque du Canada
Banque Laurentienne du Canada
Banque Nationale du Canada
Banque Royale du Canada
Bell Canada
BMO Groupe financier
Bombardier
Bourse de Montréal
Caisse de dépôt et placement du Québec
Fédération des caisses Desjardins du Québec
Gaz Métro
Hydro-Québec
Pratt & Whitney Canada
Raymond Chabot Grant Thornton

Autres partenaires gouvernementaux

Industrie Canada
Ministère des Finances du Québec
Ville de Montréal

Partenaires universitaires

École Polytechnique de Montréal
HEC Montréal
McGill University
Université Concordia
Université de Montréal
Université de Sherbrooke
Université du Québec
Université du Québec à Montréal
Université Laval

Associé à :

Institut de Finance Mathématique de Montréal (IFM2)
Laboratoires universitaires Bell
Réseau de calcul et de modélisation mathématique [RCM2]
Réseau de centres d'excellence MITACS (Les mathématiques des technologies de l'information et des systèmes complexes)

Les idées et les opinions émises dans cette publication sont sous l'unique responsabilité des auteurs et ne représentent pas nécessairement les positions du CIRANO ou de ses partenaires.

© 2005 Robert Clark, Andrew Leach. Tous droits réservés.

Reproduction partielle permise avec citation du document source, incluant la notice ©.

Table des matières

	Introduction	05
	1. La réglementation du marché de l'énergie	06
	1.1 L'économie de la réglementation	06
	1.2 La réglementation du marché de l'énergie	09
	2. La restructuration du marché de l'énergie	12
2.1	La restructuration des marchés de l'énergie en Angleterre et au pays de Galles	19
	2.2 La restructuration du marché de l'énergie en Alberta	21
2.3	La restructuration du marché de l'électricité en Ontario	23
	2.4 La restructuration du marché de l'énergie en Californie	25
	3. Les marchés de l'énergie au Québec	27
	3.1 La réglementation de l'énergie au Québec	27
	3.2 Le marché de l'électricité au Québec	28
	3.3 Le marché du gaz naturel au Québec	33
4.	La restructuration du marché de l'énergie au Québec	36
	4.1 Initiatives actuelles de restructuration au Québec	36
4.2	La restructuration dans les marchés dépendants de l'hydroélectricité	38
	5. Discussion et conclusion	44
	Bibliographie	46

**Robert CLARK**

Robert Clark est titulaire d'un doctorat en économie de Western Ontario University. Il est professeur adjoint à l'Institut d'économie appliquée de HEC Montréal. Il est aussi chercheur au Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations (CIRANO). Ses intérêts de recherche portent principalement sur la théorie des jeux, en particulier sur les stratégies des firmes en matière de prix et de publicité, et sur les effets économiques de la réglementation. Il a récemment publié une série d'études dont « Information and Crowding Externalities » (conjointement avec Mattias Polborn, à paraître prochainement dans la revue *Economic Theory*) et « Advertising and Coordination in Markets with Consumption Scale Effects » (conjointement avec Ignatius Horstmann, à paraître prochainement dans le *Journal of Economics and Management Strategy*).

Robert.Clark@cirano.qc.ca

**Andrew LEACH**

Andrew Leach détient un doctorat en économie de Queen's University, ainsi qu'un baccalauréat (études environnementales) et une maîtrise de Guelph University. Il est professeur adjoint à l'Institut d'économie appliquée de HEC Montréal, ainsi que chercheur au Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations (CIRANO), au Centre de recherche sur les transports, de même qu'au Centre interuniversitaire sur le risque, les politiques économiques et l'emploi. Ses intérêts de recherche portent sur les questions de politique environnementale, plus particulièrement sur la réglementation des gaz à effet de serre et l'effet de l'incertitude et de la structure du marché sur la détermination des politiques optimales. Mentionnons, parmi ses récents articles, « The Climate Change Learning Curve » et « The Welfare Implications of Climate Change Policies ».

Andrew.Leach@cirano.qc.ca

Ce rapport aborde

Ce rapport aborde la question de la réglementation des marchés de l'énergie en général en mettant l'accent sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. On réglemente des marchés si l'on juge qu'ils représentent des situations de monopole naturel ou si l'on a des raisons de croire que les firmes non réglementées ne tiendraient pas compte des externalités qu'elles pourraient créer. L'argument habituellement invoqué pour justifier la réglementation des marchés de l'énergie est que celle-ci représente la meilleure solution de rechange lorsque le marché est défaillant. En d'autres termes, le résultat obtenu avec la réglementation peut s'avérer meilleur que celui que l'on obtiendrait si le marché n'était pas réglementé. Dans ce cas, l'intervention du gouvernement peut être requise pour protéger les intérêts des consommateurs.

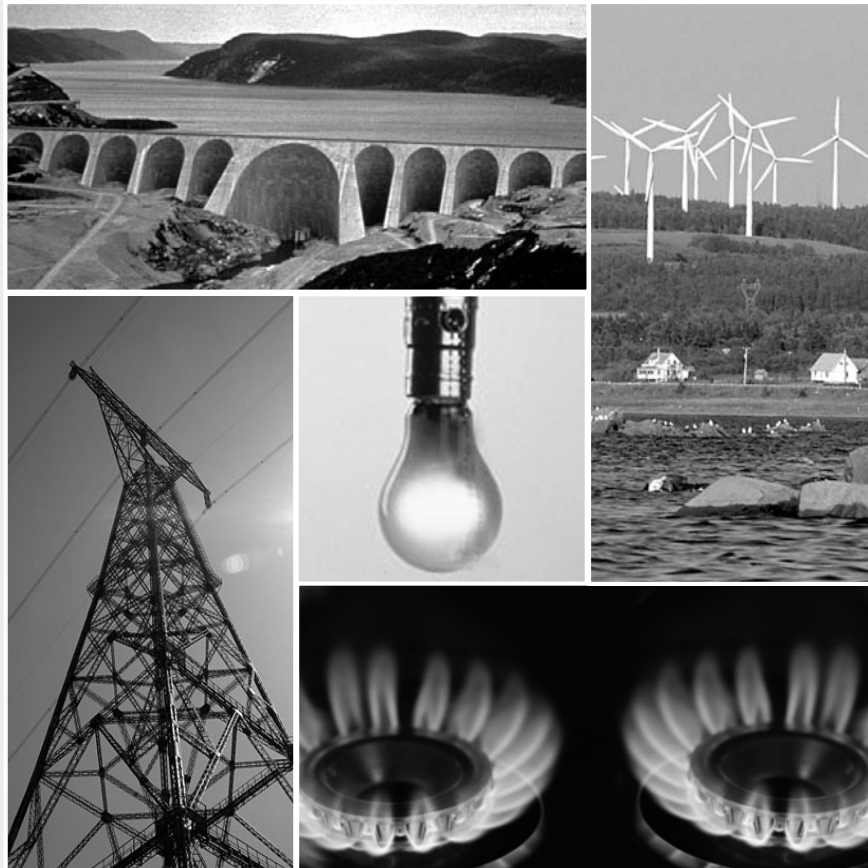
Les marchés de l'énergie ont généralement été perçus comme des situations de monopole naturel, dans une large mesure en raison des énormes coûts fixes associés à la production et à la distribution de l'énergie. De plus, l'électricité et le gaz naturel sont généralement considérés comme des biens essentiels, ou plus précisément comme des biens pouvant générer des bénéfices externes considérables lorsque fournis de manière fiable. Un approvisionnement fiable est nécessaire au bon fonctionnement de toute économie moderne et un marché privé pourrait ne pas fournir de manière égale le service aux consommateurs de différentes régions.

Au cours des dernières années, des segments de certains marchés de l'énergie ont été libéralisés, n'étant plus perçus comme constituant des situations (actuelles ou potentielles) de monopole naturel ou parce que le marché permettrait de s'assurer que les firmes prennent en considération les externalités qu'elles génèrent. Nous présentons ici les expériences de certaines juridictions en matière de libéralisation des marchés de l'énergie et montrons que la réglementation est possible et qu'elle est même susceptible d'apporter une amélioration par rapport au statu quo, dans la mesure où elle limite la position dominante d'une firme sur le marché.

Nous considérons ensuite le potentiel de restructuration des marchés de l'énergie au Québec, lesquels sont présentement réglementés principalement par la Régie de l'énergie du Québec. Le marché québécois de l'électricité ne constitue pas un cas typique pour la restructuration du secteur de la production puisqu'une grande majorité de la capacité génératrice provient de centrales hydroélectriques. En effet, plus de 90 % de la capacité électrique installée au Québec provient de sites hydrauliques, ce qui place la province au second rang des marchés hydroélectriques au monde, après la Norvège. Qui plus est, cette capacité est hautement concentrée sur trois réseaux hydrographiques. Le

modèle usuel de cession forcée par réseau fluvial est susceptible d'introduire un pouvoir de marché au sein du marché restructuré et risque de créer de plus grandes inefficacités que celles prévalant sous le régime réglementé. Pour que la restructuration s'avère un succès, au moins une des deux approches suivantes doit être retenue. D'une part, un système avec droits de débit échangeables pourrait être mis en place parallèlement à un marché d'énergie concurrentiel, de façon à permettre la cession d'installations individuelles à l'intérieur d'un réseau fluvial ou, d'autre part, les marchés du Québec pourraient être ouverts à la concurrence étrangère.

Le segment de la vente au détail des marchés québécois de l'électricité et du gaz naturel pourrait potentiellement bénéficier de la libéralisation. La seule différence évidente entre les marchés de l'énergie du Québec et ceux d'autres juridictions provient de la politique de tarification uniforme. De plus bas prix pourraient prévaloir si le marché était ouvert à la concurrence, mais pas pour tous les consommateurs. La détermination du Québec à maintenir une tarification uniforme pour toute la province signifie que certains consommateurs paient actuellement leur énergie en deçà du prix du marché. Le prix pour ces consommateurs pourrait être appelé à augmenter si la restructuration du marché devait avoir lieu.



Introduction

La libéralisation du marché de l'énergie a eu lieu, ou est en cours, un peu partout à travers le monde. Actuellement, au Québec, les marchés de l'énergie demeurent réglementés principalement par la Régie de l'énergie du Québec. La Régie surveille, en particulier, les secteurs québécois de l'électricité et du gaz naturel. Dans ce document, nous étudions la logique économique qui sous-tend la réglementation de l'électricité et du gaz naturel, ainsi que les présentes tendances vers la restructuration. Nous examinerons ensuite les marchés québécois de l'électricité et du gaz naturel et le rôle de la Régie dans leur fonctionnement et, enfin, le potentiel de restructuration des marchés de l'énergie au Québec.

Bien que tous deux réglementés par la Régie, les marchés de l'électricité et du gaz naturel diffèrent sur plusieurs points. Le Québec est un énorme producteur d'électricité, générant près du tiers de toute la capacité canadienne. Plus de 90 % de la capacité électrique installée provient de sites hydrauliques, ce qui place le Québec au second rang des marchés hydroélectriques au monde, après la Norvège. L'essentiel est produit loin des principaux consommateurs, dans des complexes de production à grande échelle, et parcourt de longues distances jusqu'au marché de distribution de détail. Quant au gaz naturel, le Québec n'en produit pas mais l'importe de l'Ouest canadien et s'approvisionne au moyen du pipeline Trans-Canada. Une fois au Québec, le gaz est vendu aux consommateurs ou exporté aux États-Unis.

Les expériences internationales démontrent que la restructuration des marchés de l'énergie est possible, bien que souvent difficile à mettre en place. Il est maintenant reconnu que les domaines de la production (gros) et de la distribution (détail) des marchés de l'énergie ne représentent pas nécessairement des situations de monopole naturel. La restructuration est donc faisable, et elle apportera vraisemblablement une amélioration par rapport au statu quo, là où les défaillances du marché découlant d'effets économiques externes et d'un pouvoir de marché excessif pourront être éliminées. Cependant, du moins dans le cas du marché de l'électricité au Québec, toute tentative de restructuration doit tenir compte du fait qu'une grande proportion de la capacité de production installée est constituée d'énormes complexes hydrauliques, construits sur différents réseaux hydrographiques, ce qui rend la construction de nouvelles installations hydroélectriques, ou la cession des anciennes, plus compliquée.

Les expériences internationales démontrent que la restructuration des marchés de l'énergie est possible, bien que souvent difficile à mettre en place.

La réglementation du marché de l'énergie

1.1 L'économie de la réglementation

Le but de la réglementation est de reproduire, dans la mesure du possible, les bienfaits d'un marché concurrentiel ou du moins de minimiser les impacts des défaillances du marché. Lorsqu'un marché est réellement concurrentiel, la dernière unité d'électricité ou de gaz naturel fourni sur le marché n'entraîne pas une réduction du bien-être collectif, et ce bien-être ne peut non plus être accru en produisant davantage d'énergie. Cela implique directement que la tarification au niveau du coût marginal social doit survenir dans un marché réellement concurrentiel. Dans un tel marché, les firmes en concurrence sont incitées à réduire leurs coûts le plus possible puisque cela leur permet d'obtenir des profits plus élevés pour un prix du marché donné. Un marché de l'énergie réglementé ne permet pas d'atteindre simultanément ces objectifs. De façon générale, un organisme de réglementation peut choisir de réglementer les entreprises sur la base d'un plafonnement des prix ou sous la condition de couverture des frais de service. Sous cette dernière forme de réglementation, une firme se voit octroyer le droit d'exiger un prix qui sera suffisamment élevé pour couvrir ses coûts mais trop faible pour générer une rente économique (un profit). Avec cette approche, il est possible de fixer le prix au niveau du coût marginal; cependant, l'entreprise n'est pas incitée à réduire ses coûts totaux de production puisque aucun profit ne peut être obtenu. L'organisme de réglementation peut aussi imposer un prix plafond; les firmes sont alors contraintes d'exiger un prix maximum pour l'énergie vendue sur le marché. Dans ce cas, elles ont intérêt à réduire les coûts puisqu'elles peuvent, ce faisant, accroître leur profit; toutefois, cela n'entraîne pas forcément de baisse de prix. Cette technique peut être améliorée à différents égards, principalement au moyen des plans créatifs de plafonnement de prix et d'ajustements fréquents. Dans l'industrie du gaz naturel, la pratique d'ententes pluriannuelles, négociées entre les exploitants de pipelines et les distributeurs, a marqué une époque de contrôle réglementaire allégé. Stoft (2002) soutient qu'historiquement la réglementation a eu tendance à pencher du côté d'un maintien du prix aux alentours du coût marginal, au détriment des incitations à réduire les coûts.

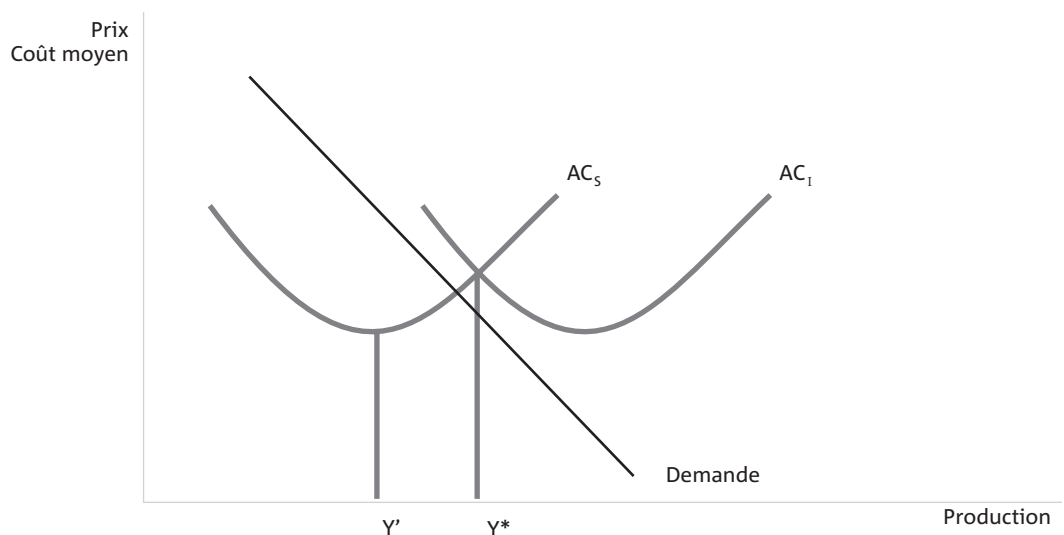
Le but de la
réglementation
est de reproduire,
dans la mesure
du possible, les
bienfaits d'un
marché concurrentiel
ou du moins de
minimiser les
impacts des
défaillances du
marché.

Le fait qu'un marché de l'énergie réglementé ne puisse permettre à la fois la tarification au niveau du coût marginal social et des incitations à réduire les coûts nous amène à nous interroger sur les raisons pour lesquelles les marchés de l'énergie sont si souvent lourdement réglementés. La justification la plus souvent invoquée est que la réglementation représente la meilleure solution de rechange lorsque le marché est défaillant. En d'autres termes, le résultat obtenu grâce à la réglementation est sans doute meilleur que celui que l'on obtiendrait si le marché n'était pas réglementé. Par exemple, les industries qui présentent des externalités ou qui sont en situation de monopole naturel peuvent nécessiter l'intervention du gouvernement afin de protéger les intérêts des consommateurs – en particulier si le bien ou le service est jugé essentiel. Les externalités surviennent lorsque le comportement d'un agent économique affecte le bien-être d'un autre. Si l'externalité est positive, le bien est produit de façon insuffisante d'un point de vue social puisque les agents ne prennent pas en considération les bénéfices externes générés par leur comportement. À l'opposé, si l'externalité est négative, le bien est produit en trop grande quantité. Bien que les coûts externes soient importants à considérer comme motif de réglementation, l'existence de bénéfices externes et la production de biens publics doivent aussi être prises en compte. Si un bien ou un service est jugé essentiel, mais que son coût d'approvisionnement est tel que le marché privé ne pourrait le fournir à un prix raisonnable dans certaines régions, les gouvernements peuvent intervenir. La consommation d'un groupe pour lequel le coût marginal d'approvisionnement est relativement faible se trouve alors à «subventionner» la consommation d'un autre groupe pour lequel le coût est plutôt élevé.

Autre cas où une imperfection du marché peut mener à une intervention du gouvernement: une situation de monopole naturel. On dit d'un marché qu'il est en situation de monopole naturel s'il est moins coûteux pour une seule firme de desservir le marché entier que pour plus d'une firme. Habituellement, un monopole naturel est associé à des économies d'échelle – des coûts moyens qui diminuent toujours. Bénéficiant d'une telle courbe des coûts, un seul producteur est en mesure d'éliminer toute concurrence, auquel cas il peut exiger le prix du monopoleur. Si l'entrée sur le marché est sans entraves, les consommateurs peuvent faire face à des prix fluctuants puisque les concurrents seront attirés sur le marché par les profits engrangés par le monopole. Une fois un rival entré, le monopoleur diminuera le prix de telle sorte que ce marché ne puisse être profitable pour ce concurrent comme pour tout autre. La réglementation est nécessaire afin de contrôler l'entrée et de limiter la position dominante de l'unique producteur sur le marché.

Cependant, il est important de noter que, même si la courbe du coût moyen n'est pas continuellement décroissante mais plutôt en forme de U, il peut néanmoins être optimal qu'une seule firme alimente tout le marché. En clair, il peut toujours exister une situation de monopole naturel. Considérons les structures de marché suivantes: (i) une seule firme (monopoleur) alimente le marché en entier et possède une courbe de coût moyen AC_s , et (ii) n firmes (avec structures de coût identiques à celles du monopoleur) desservent le marché avec une courbe de coût moyen agrégée (AC_I). Nous voulons déterminer les niveaux de production pour lesquels la solution la moins coûteuse serait qu'une seule firme fournisse le bien ou service. La figure 1 nous aide à prendre une telle décision. Même à la droite du minimum de AC_s , où il existe des rendements d'échelle décroissants, il est tout de même moins coûteux pour une seule firme de desservir tout le marché. Le monopoleur est le producteur le moins coûteux jusqu'au niveau de production Y^* , à l'intersection des courbes AC_s et AC_I . En général, on peut dire qu'une industrie est considérée comme un monopole naturel si les coûts dans l'industrie sont *subadditifs*, c'est-à-dire qu'ils sont décroissants pour tout le volume de production utile (Baumol, Panzer et Willig, 1982). Là encore, la réglementation est nécessaire puisque des fluctuations de prix peuvent survenir si la courbe de demande du marché croise la courbe de coût moyen du monopoleur (AC_s) à la droite de son minimum, mais à la gauche de son intersection avec AC_I . Il demeure toujours moins coûteux pour une seule firme de desservir le marché au complet; cependant, l'entrée toujours possible d'un rival ne serait pas efficiente du point de vue social. Les concurrents potentiels peuvent être attirés dans le marché, même si le monopoleur obtient des profits normaux, car ils peuvent produire un plus petit volume à plus faible coût.

Figure 1
Volume de production pour lequel les coûts sont décroissants



1.2 La réglementation du marché de l'énergie

La réglementation du marché de l'énergie dans différentes juridictions a été mise en place pour l'une ou l'autre des raisons décrites plus haut. L'électricité et le gaz naturel sont considérés comme des biens essentiels. Par conséquent, les gouvernements sont intervenus dans les marchés de l'énergie pour assurer des prix bas et stables qui soient sensiblement égaux pour tous leurs consommateurs. La consommation des résidents des grandes régions urbaines, pour lesquelles le coût marginal d'approvisionnement est plutôt faible, subventionne en quelque sorte la distribution d'électricité ou de gaz naturel pour ceux qui vivent dans les régions éloignées. Un marché privé ne fournirait pas de manière égale le service aux différentes régions, et, puisque l'alimentation en énergie est considérée comme un service essentiel, il a donc été perçu historiquement qu'un approvisionnement assuré par le secteur privé entraînerait un coût social élevé.

Les marchés de l'électricité et du gaz naturel peuvent être caractérisés par la présence d'externalités, en particulier lorsque les producteurs ne paient pas pour le dommage environnemental qu'infligent la construction d'un pipeline, la délocalisation de personnes due à la création d'un réservoir, ni pour d'autres coûts sociaux d'importance. De plus, si plusieurs installations hydroélectriques appartenant à différentes firmes se trouvaient sur un même système fluvial, les décisions prises par l'installation en amont auraient des répercussions sur l'installation en aval. Lorsque les droits de propriété ne sont pas applicables pour tous les facteurs de production de l'énergie (comme c'est le cas pour l'eau dans le marché de l'électricité), les gouvernements peuvent décider d'imposer des réglementations pour que les coûts sociaux soient implicitement pris en considération par les producteurs.

Les marchés de l'énergie ont généralement été perçus comme des situations de monopole naturel dans une large mesure en raison des énormes coûts fixes associés à la production et à la distribution de l'énergie. Des rendements d'échelle croissants sur au moins un certain segment de production sont une des caractéristiques types de la production d'énergie. Cela implique que doubler la production ne requiert pas nécessairement de doubler tous les facteurs de production, loin de là au contraire, dans bien des cas. Dans le cas de l'électricité, cela se manifeste par des coûts décroissants de production par mégawatt-heure (MWh) alors que dans l'industrie du gaz les rendements d'échelle croissants prennent la forme de coûts décroissants de livraison et d'extraction au mètre cube.

Les gouvernements sont intervenus dans les marchés de l'énergie pour assurer des prix bas et stables qui soient sensiblement égaux pour tous leurs consommateurs.

Stoft (2002) soutient que, pour la plupart des types de production d'électricité (à savoir nucléaire et thermique au charbon), le niveau de technologie détermine les limites jusqu'où les économies d'échelle sont généralement accessibles. À l'opposé, pour les projets hydroélectriques, l'échelle optimale est déterminée, en grande partie, en fonction de chaque projet.

Dans le cas de la transmission de l'énergie, on reconnaît généralement l'existence d'économies d'échelle à l'intérieur d'une même zone de service, mais pas entre les différentes zones de service. On sait intuitivement qu'il pourrait y avoir des gains à réaliser en utilisant des lignes à haute tension pour la transmission entre une usine de production et une municipalité, en comparaison d'une transmission à basse tension, mais on gagnerait peu en efficacité en alimentant de multiples zones de service. La logique des entreprises publiques a toujours été d'exploiter les rendements d'échelle simultanément dans la production et le transport. Essentiellement, les lignes de transport affichent des gains d'efficacité lorsqu'elles permettent à deux municipalités d'être alimentées par une seule grande usine plutôt que par deux petites.

Les ventes au détail représentent un segment de marché distinct qui inclut seulement la facturation et le comptage de l'électricité. Néanmoins, étant donné que l'électricité constitue un service essentiel, les gouvernements ont généralement ressenti le besoin de joindre ce segment à la distribution de l'énergie (les lignes étant reliées d'une maison à l'autre). Tel que discuté précédemment, il est clair que le segment de distribution du marché est en mesure de réaliser des économies d'échelle significatives; à la suite de ce groupage des segments, les ventes au détail ont traditionnellement été prises en charge par des fournisseurs monopolistiques.

Les marchés de l'énergie ont généralement été perçus comme des situations de monopole naturel dans une large mesure en raison des énormes coûts fixes associés à la production et à la distribution de l'énergie.

Dans les marchés du gaz naturel, les coûts fixes d'extraction représentent une large portion de l'engagement de chaque firme envers l'industrie. Lorsqu'une firme découvre un gisement particulier de gaz (et en sécurise les droits), elle investit dans l'équipement de forage (incluant dans certains cas des plates-formes en mer), les pipelines et les compresseurs (pour la distribution). Le gaz est extrait et acheminé vers les consommateurs à grande échelle (usagers industriels et entreprises publiques) en utilisant des sources externes d'énergie, et plusieurs de ces techniques affichent des rendements d'échelle croissants. En général, l'extraction du gaz affiche des rendements d'échelle croissants à l'intérieur d'un champ, mais pas entre les divers champs, puisque les coûts fixes sont spécifiques aux champs. La même logique s'applique aux pipelines. On constate en effet de ce côté d'importantes économies de coûts à l'unité si l'on augmente la taille du pipeline et la pression à l'intérieur de celui-ci, mais pas si l'on augmente le nombre de pipelines. Le coût unitaire du gaz fourni à partir d'une source spécifique est donc généralement considéré comme décroissant en fonction de la taille de la ressource en gaz et de l'investissement d'exploitation (Banks, 2003).

Électricité et gaz naturel diffèrent grandement en ce qui a trait à la technologie utilisée pour l'entreposage et la distribution. Dans le cas du gaz naturel, les aménagements d'entreposage constituent un élément important de la chaîne entre la production et la vente au détail, alors que, dans le marché de l'électricité, toute l'électricité dans le système s'élimine d'elle-même à chaque fraction de seconde. L'entreposage et la distribution du gaz affichent certainement des rendements d'échelle croissants dans une zone de service (découlant des économies de densité et des habitudes d'utilisation), mais celles-ci sont virtuellement inexistantes entre les zones de service.

La restructuration du marché de l'énergie

Que la réglementation ait ou non initialement amélioré le bien-être de la société, l'évolution du marché peut avoir mené à une situation où le résultat potentiel sans réglementation est préférable à celui sous réglementation.

En principe, tel que discuté plus haut, la réglementation est considérée comme une seconde option ; celle qui donnera les meilleurs résultats en situation de défaillance du marché. Les marchés de l'énergie sont réglementés parce que l'existence présumée des économies d'échelle rend la production d'énergie par les monopoleurs (ou oligopoleurs) moins coûteuse que lorsqu'il y a concurrence, ou parce que les firmes, dans un environnement sans réglementation, ne prendraient pas en considération les externalités qu'elles génèrent. Il importe que le processus de réglementation comporte une réévaluation constante de cette imperfection du marché (actuelle ou éventuelle). S'il est raisonnable de croire que le marché pourrait fonctionner efficacement, alors il peut y avoir une perte distributionnelle substantielle à maintenir la réglementation. De plus, il n'est pas toujours clair si les gouvernements interviennent strictement pour corriger les imperfections du marché. Comme le remarquent les économistes, l'évidence empirique suggère que, dans les faits, la réglementation n'est pas associée aux défaillances de marché (Viscusi *et al.*, 2000). Par conséquent, la justification théorique présentée plus haut – la réglementation comme solution aux problèmes liés aux externalités, aux situations de monopole naturel ou à l'approvisionnement d'un bien public – peut ne pas être très convaincante. Selon une autre théorie, la réglementation survient en raison de l'influence de groupes d'intérêts et non du fait qu'il existe des bénéfices potentiels pour l'ensemble de la société. Selon cette hypothèse, les firmes à l'intérieur d'une industrie font du lobbying auprès du gouvernement pour que celui-ci intervienne, car la réglementation favorise les producteurs. Cette hypothèse prévoit aussi qu'éventuellement, l'agence de réglementation du gouvernement finira sous l'influence des entreprises œuvrant dans le secteur (Viscusi *et al.*, 2000). Que la réglementation ait ou non initialement amélioré le bien-être de la société, l'évolution du marché peut avoir mené à une situation où le résultat potentiel sans réglementation est préférable à celui sous réglementation, si bien que le résultat actuel ne représenterait plus la deuxième meilleure solution.

La libéralisation des marchés de l'énergie a été entreprise dans un bon nombre de juridictions à travers l'Amérique du Nord et ailleurs dans le monde, et cette solution est envisagée par plusieurs autres. Pour un gouvernement qui planifie une restructuration de ses marchés de l'énergie, la question cruciale est la suivante: qu'arrivera-t-il une fois que les contrôles réglementaires seront abolis? La motivation derrière la restructuration provient de la perception qu'une part des marchés de l'électricité et du gaz naturel ne représente pas une situation de monopole naturel. Si ces secteurs sont restructurés et que des conditions concurrentielles sont créées, des gains d'efficacité sont à prévoir. En particulier, on considère généralement que ce sont les domaines du transport et de la distribution de l'approvisionnement d'énergie qui présentent des situations de monopole naturel. Dans la plupart des marchés de l'électricité et du gaz naturel, les secteurs du détail et de la production ont montré qu'ils pouvaient générer des bénéfices potentiels substantiels lorsque soumis à des conditions de concurrence facilitant la convergence du prix de l'énergie vers son coût marginal. L'objectif des efforts de restructuration a été de produire des bénéfices aux consommateurs sous la forme du plus bas prix possible, tout en garantissant un approvisionnement fiable et le maintien ou la création de stimuli à l'innovation.

Bien que chacune des juridictions engagées dans un processus de restructuration de ses marchés de l'énergie ait en quelque sorte adopté une approche différente, on peut identifier certains points communs, qui constituent un modèle de base en matière de restructuration de ce secteur. L'intégration verticale du monopole fournisseur d'énergie est démantelée et la propriété des segments de production, de transport, de systèmes d'opération, de distribution et de détail est partagée. Les segments potentiellement concurrentiels, à savoir la production, la mise en marché et la distribution au détail, sont isolés des divisions qui demeurent réglementées (transport, distribution et systèmes opérationnels). Il est généralement admis que la division transport et distribution de l'énergie représente une situation de monopole naturel puisque soumettre le transport et la distribution de l'énergie à la concurrence nécessiterait la construction de nouveaux réseaux électriques et pipelines (Wolak, 2003). Habituellement, une seule entreprise de transport indépendante est intégrée au système d'opérations et est supervisée par un opérateur des systèmes indépendant, dont la responsabilité est d'assurer la disponibilité d'une quantité suffisante d'énergie pour satisfaire à la demande. La venue de producteurs est encouragée et quelquefois accélérée par la cession forcée de certaines activités. La division de la vente au détail est isolée des segments de distribution de la compagnie d'origine.

Dans les marchés restructurés, les consommateurs peuvent acheter leur énergie directement auprès du grossiste s'ils le désirent, ou auprès d'agents (ou mercaticiens).

Quels sont les bénéfices d'une restructuration des marchés de production d'énergie pour les ouvrir à la concurrence? Le principal avantage tient au fait que cela mènera à une plus grande efficacité, à un meilleur partage du risque et, selon toute vraisemblance, à une production plus propre. Selon Joskow (1997), avec des marchés de l'électricité restructurés, on peut s'attendre à réaliser des gains d'efficacité appréciables à moyen terme par l'amélioration des usines de production (fermeture des installations inefficaces, accroissement de la productivité de la main d'œuvre). À plus long terme, des investissements accrus sont à prévoir dans les usines de production où la demande le justifiera, puisque des taux de rendement concurrentiels seront désormais offerts sur les investissements de capitaux. Un marché concurrentiel devrait fournir une incitation à contrôler les coûts et à innover. En conséquence, dans certains marchés, les centrales thermiques polluantes au charbon pourraient être remplacées par une technologie de production à cycle combiné au gaz naturel à moindre pollution (Joskow, 1997).

Pour qu'il y ait concurrence dans le marché de distribution en gros, il faut un bureau central pour que l'offre et la demande d'énergie puissent déterminer le prix. Un marché de l'énergie au comptant est généralement créé pour que l'offre et la demande d'énergie puissent être équilibrées par l'établissement d'un prix de marché. Les consommateurs, tout au bout de la chaîne, peuvent se procurer leur énergie directement sur ces marchés ou l'acheter à des détaillants concurrents. Ces derniers s'approvisionnent en énergie soit en l'achetant sur le marché de la distribution en gros, soit en la produisant eux-mêmes. Plusieurs régions ont aussi incorporé des marchés à terme ou des contrats à long terme dans leur programme de restructuration afin d'atténuer les fluctuations et de fournir de meilleurs signaux d'offres et de demandes anticipées.

Dans les marchés restructurés, les consommateurs peuvent acheter leur énergie directement auprès du grossiste s'ils le désirent, ou auprès d'agents (ou mercaticiens). Habituellement, un seul agent, l'actuel détaillant monopoleur, demeure en place et agit au nom des consommateurs sur le marché de gros. De plus, un marché concurrentiel implique que le consommateur ne supporte plus le risque quant au choix de la technologie, aux dépassements de coûts de construction et aux erreurs d'opération. Il est important de distinguer la restructuration du marché au détail de la nécessaire imposition de grilles tarifaires établies en fonction de l'heure d'usage. Ces deux éléments sont souvent associés, bien qu'ils ne comportent aucun lien intrinsèque (Stoft, 2002).

« Tarification en temps réel » est le nom que l'on donne au système dans lequel les prix diffèrent selon le jour ou l'heure du jour. La tarification en temps réel n'implique pas nécessairement que le prix de détail soit égal au prix de gros, mais il peut être basé sur le prix de gros. « Tarification selon l'heure d'usage » est l'appellation généralement donnée aux grilles tarifaires dont les prix sont préétablis en fonction de l'heure du jour et demeurent habituellement fixes pour une période de temps donnée, soit un mois ou une saison (Borenstein, 2001).

Si l'une ou l'autre de ces grilles tarifaires établies en fonction de l'heure est mise en place, des gains d'efficacité peuvent être réalisés, compte tenu du fait que les consommateurs rationnels adapteront leur comportement de façon à maximiser leur degré de satisfaction. Par exemple, même s'il n'existe pas présentement d'incitation à effectuer les tâches énergivores en dehors des heures de pointe, l'imposition d'une tarification plus coûteuse aux heures de pointe peut modifier ce comportement pour des raisons d'économies de coûts. Il en résulte que le ratio entre la consommation de base et celle en période de pointe diminue et que l'énergie devient, par conséquent, moins dispendieuse. Toutefois il n'existe pas de consensus quant à l'efficacité de cette structure tarifaire pour réduire les coûts. Stoft (2002) soutient que si les facteurs susceptibles de créer une surcharge pour la production d'électricité sont passablement faibles dans la plupart des juridictions, les économies de coûts engendrées par la facturation en temps réel ne seraient pas aussi importantes que celles auxquelles plusieurs s'attendent. Le succès des contrats à prix fixes dans les marchés restructurés de l'énergie ainsi que dans les marchés traditionnels, comme celui de l'huile de chauffage, démontre que les consommateurs sont prêts à payer une prime pour être assurés contre les risques reliés aux fluctuations de prix. L'analyse de Stoft (2002) n'en fait pas état; on ne peut donc conclure avec certitude que la facturation en temps réel entraînera des réductions de dépenses pour les consommateurs dans leur ensemble.

D'autres fournisseurs ont choisi de mettre en place une structure tarifaire établie en fonction de l'usage maximal d'énergie pendant un intervalle de temps fixe (habituellement une période de quinze minutes) au cours du cycle de facturation. Borenstein (2001) soutient que les incitations économiques créées dans ce

cas ne constituent qu'une solution de rechange imparfaite à l'une ou l'autre des structures tarifaires présentées plus haut. Les gens sont peu enclins à effectuer leurs tâches ménagères en dehors des heures de consommation de pointe. Il est évident que, si ces heures de consommation de pointe existent, c'est que plusieurs consommateurs d'une même juridiction effectuent simultanément leurs tâches ménagères aux mêmes heures de la journée. Il peut donc y avoir des effets positifs à ce que les consommateurs tentent de réduire leurs dépenses en énergie. De toute façon, l'effet de ce plan sur le prix au détail facturé au consommateur doit être moindre que celui de Stoft (2002), exposé plus haut.

Plusieurs gouvernements ont choisi de ne pas libéraliser complètement la distribution au détail de leur marché de l'électricité. En Ontario, en Californie et en Alberta, une certaine forme de plafonnement du prix de vente au détail a été mise en place sur le marché dans le cadre de la restructuration du secteur de la production ou du détail. Dans ce cas, le prix plafond crée un effet de pénurie, puisque, chaque fois que le plafond est contraignant, l'offre n'égale pas la demande; il faut donc choisir entre les coupures de courant délibérées ou subventionner le manque à gagner à partir des coffres de l'État. En Californie et en Ontario, c'est l'approche qui a été retenue.

Les caractéristiques du marché du gaz naturel en ce qui concerne la vente au détail sont très similaires à celles de l'électricité, puisque la vente au détail implique le comptage et la facturation du gaz fourni aux résidences par le distributeur. Le détaillant achète les droits de distribution pour une quantité de gaz en gros, qu'il vend ensuite à ses clients. La concurrence de même qu'une agence de réglementation de la distribution devraient, dans ce marché aussi, faire baisser le prix au niveau du coût marginal. Il est clair en outre que des bénéfices peuvent être obtenus en réduisant les pointes et les creux en matière de demande de gaz naturel, bien que, contrairement à l'électricité, où les bénéfices se font sentir par une diminution des charges imposées aux installations lors des périodes de grande consommation, les économies de gaz naturel surviennent à la suite d'une diminution des besoins d'entreposage.

Le dernier élément d'un marché de l'énergie restructuré doit être un mécanisme quelconque de surveillance réglementaire. À la limite, cela prendra la forme d'une surveillance antitrust, assurant qu'aucun parti n'est en mesure d'abuser de sa position dominante sur le marché. Dans certains cas, il peut y avoir une surveillance réglementaire plus imposante des marchés restructurés

(Wolak, 2003). Dans plusieurs juridictions, cela impliquera un plus grand contrôle des externalités environnementales. Dans les marchés réglementés, les projets sont approuvés et les prix sont fixés par les agences gouvernementales qui en ont la charge. On peut supposer que ces prix reflètent, dans une certaine mesure, le coût social qu'entraîne la production d'électricité. À tout le moins, la décision d'approuver le projet devrait être le reflet d'un bénéfice social net. Dans le secteur privé, l'adoption d'un projet et les décisions concernant la tarification sont faites par l'entreprise même, donc l'organisme de réglementation sera responsable d'assurer, comme dans toute industrie, que les coûts de production privés reflètent précisément les coûts sociaux.

Il y a bien sûr des coûts associés à la restructuration des marchés de l'énergie. En particulier, un pouvoir de marché est susceptible de naître s'il n'y a pas suffisamment de concurrence sur le marché. Les caractéristiques spécifiques au marché de l'électricité – il s'agit d'un bien qui ne peut être stocké et dont la demande à court terme est insensible aux variations de prix (i.e. inélastique) – font que les gains potentiels associés à une position dominante sur le marché dans ce domaine sont énormes pour les entreprises. Elles doivent donc être rigoureusement surveillées (Borenstein et Bushnell, 2000). Étant donné la nature particulière de l'électricité, qui en fait un service essentiel avec d'immenses bénéfices externes, les coûts sociaux d'une interruption de service peuvent surpasser les coûts privés; il est alors possible qu'un nouvel investissement permettant d'assurer un approvisionnement suffisant n'arrive pas à temps. De plus, instituer une tarification en temps réel entraîne d'importants coûts de démarrage sous la forme de nouveaux compteurs capables de permettre un tel système. La cession des installations peut aussi être difficile, car la responsabilité des coûts non amortis doit être partagée. Finalement, les questions environnementales et les effets économiques externes doivent être considérés en cas de restructuration du marché. Si ces externalités ne sont pas prises en considération, le prix sera réduit au niveau du coût marginal privé, et donc les coûts sociaux dus à la pollution ou à d'autres effets externes peuvent être supérieurs à ceux découlant de l'actuelle réglementation.

Nous avons décrit de quelle manière la restructuration du marché de l'énergie a généralement eu lieu. Le succès de toute tentative de restructuration dépend d'un certain nombre de facteurs. Wolak (2003) propose cinq conditions nécessaires au succès de la restructuration des marchés de l'énergie. Essentiellement, ces conditions ont pour objet d'assurer que les producteurs d'énergie font face

Wolak (2003) propose cinq conditions nécessaires au succès de la restructuration des marchés de l'énergie.

à une courbe de demande résiduelle aussi sensible que possible aux variations de prix (élastique) de façon à prévenir (ou à réduire) tout abus résultant d'un pouvoir de marché:

1. Il doit exister une véritable concurrence sur le marché. Aucune firme ne doit détenir de pouvoir de marché, sinon elle en abusera; il faut donc procéder à la cession de certaines installations si nécessaire.
2. L'existence d'un marché à terme (*future*) est requise pour la source d'énergie en question. Les marchés à terme incitent les fournisseurs à soumissionner de façon plus active sur le marché au comptant (*spot*), créant en conséquence des courbes de demandes plus sensibles aux variations de prix. Acheter l'énergie sur le marché au comptant peut représenter pour un fournisseur une façon plus économique de respecter son engagement à long terme que produire l'énergie lui-même. Des contrats à terme peuvent aussi aider à ramasser les fonds nécessaires pour investir dans un accroissement de la capacité.
3. Les consommateurs doivent être impliqués dans le marché de gros et idéalement une certaine forme de tarification en temps réel doit être adoptée de façon à équilibrer la demande entre les différentes heures de la journée.
4. Le système de transport doit avoir une capacité suffisante pour permettre à des firmes distantes d'agir en tant que concurrents des fournisseurs locaux. Sans un réseau de transport élargi, la restructuration n'engendrera qu'une série de monopoles locaux.
5. Il doit exister un mécanisme réglementaire crédible. La surveillance doit être omniprésente afin de gérer les lacunes inévitables que comporte un processus de restructuration.

Une brève analyse des expériences de restructuration des marchés de l'énergie réalisées dans un certain nombre de juridictions démontre l'importance des conditions proposées par Wolak (2003). Dans ce qui suit, nous examinons les marchés de l'énergie en Angleterre et au pays de Galles, de même qu'en Alberta, en Ontario et en Californie. Les deux premiers ont connu passablement de succès dans leur restructuration et ont, en règle générale, appliqué les conditions énoncées précédemment. Par contre, dans la province de l'Ontario et dans l'État de la Californie, où les conditions mentionnées plus haut n'ont pas été suivies, les producteurs existants ont été en mesure d'abuser de leur pouvoir de marché, et les résultats ont été désastreux.

2.1 La restructuration des marchés de l'énergie en Angleterre et au pays de Galles

Au cours des deux dernières décennies, les marchés de l'électricité et du gaz naturel ont été restructurés en Angleterre et au pays de Galles, et la transition s'est effectuée avec passablement de succès. Avant le décret de l'*Electricity Act of 1989*, le Central Electricity Generating Board (CEGB) était le seul producteur et distributeur d'électricité en Angleterre et au pays de Galles et était administré comme un organisme public de tutelle qui devait couvrir ses coûts de service. Lors de la restructuration, le marché de l'électricité a été divisé en quatre entités distinctes: la production, le transport, la distribution et la vente au détail (Wolak, 2004). Le segment de la production a été scindé en trois compagnies: la Nuclear Electric appartenant à l'État s'est vu confier le contrôle de toutes les centrales d'énergie nucléaire, alors que les centrales fonctionnant aux combustibles fossiles étaient privatisées, et leur gestion confiée à deux firmes concurrentes, National Power et PowerGen. Douze compagnies régionales d'électricité (REC) privatisées ont ensuite été formées pour distribuer l'électricité. Ces distributeurs devaient assurer le transport de l'énergie dans leurs systèmes au prix coûtant. Initialement, ces entreprises étaient propriétaires de la compagnie qui exploitait le réseau de transport d'énergie, la National Grid Company (NGC). En plus d'opérer le réseau, la NGC agissait aussi en tant que gestionnaire des procédures d'échange d'énergie entre les compagnies, équilibrant l'offre et la demande en déterminant les prix au comptant. Les contrats à terme furent aussi admis, bien que seulement pour les contrats financiers de type *contrats pour différences* (contrats protégeant mutuellement les producteurs et les distributeurs contre les fluctuations journalières des prix au comptant, en fixant à l'avance un prix de référence pour une quantité convenue d'électricité sur une période de temps donnée). En 1995, les REC ont dû renoncer à la propriété du NGC. Leur gestion du réseau de transport est maintenant supervisée par l'Office des marchés du gaz et de l'électricité, et l'énergie s'échange maintenant sur le London Stock Exchange (Hrab et Trebilcock, 2004a).

Le marché de la vente au détail a aussi été libéralisé. Les consommateurs utilisant au moins un MW d'électricité ont aussitôt pu choisir leur fournisseur parmi les douze compagnies régionales d'électricité (REC) ou acheter directement de la National Power ou de la PowerGen. La limite d'un MW a été réduite

À partir de 1998, année de la promulgation des accords, jusqu'à la fin de leur première année de mise en œuvre (2002), les prix de gros de l'électricité ont chuté de 40 %.

à 100 kW (kilowatts) en 1994 et, à partir de 1999, tous les clients ont pu choisir leur fournisseur (Wolak, 2004). En 2003, les compagnies régionales d'électricité desservait 61 % des clients disponibles alors que les nouveaux entrants procuraient le service au reste des consommateurs (Hrab et Trebilcock, 2004a). En fait, 38 % des usagers d'électricité nationaux ont changé de fournisseur (Zhou, 2003).

De plus, le marché de la vente au détail utilise jusqu'à un certain degré une grille tarifaire qui varie en fonction de l'heure d'usage et dans certains cas une tarification en temps réel. Quelques clients résidentiels et la plupart des usagers commerciaux et industriels paient un prix fixe par MWh durant le jour et un autre prix fixe par MWh durant la nuit (Wolak, 2004).

Immédiatement après la restructuration, les prix en Angleterre et au pays de Galles ont augmenté car les compagnies National Power et PowerGen étaient en mesure d'exercer un pouvoir de marché. Bien que la capacité ait été augmentée à la suite du décret de la Loi (les installations utilisant une nouvelle technologie de cycle combiné au gaz), la part de marché combinée de National Power et de PowerGen excédait tout de même 50 % en 1995 (Wolak, 2004). Dans le but de rectifier cette tendance, le démantèlement de l'ancien monopole au-delà des deux producteurs privés a été ordonné, et en 2001 les New Energy Trading Agreements (NETA) ont remplacé la coopérative de producteurs d'électricité (l'*Electricity Pool*) en 2001. Selon ces accords, le système de prix uniforme qui était en vigueur et qui déterminait le prix uniforme d'équilibre du marché en se basant sur la méthode du calcul du coût marginal, devait être remplacé par un système d'enchères bilatéral entre producteurs, distributeurs, revendeurs et consommateurs. Sous ce système, les prix sont déterminés selon le résultat des transactions effectuées entre les différents intervenants (Hrab et Trebilcock, 2004a). Les contrats à terme ont aussi été autorisés selon les accords du NETA.

Entre 1999 et 2003, la capacité totale produite est passée de 73 200 MW à 78 900 MW (Zhou, 2003). À partir de 1998, année de la promulgation des accords, jusqu'à la fin de leur première année de mise en œuvre (2002), les prix de gros de l'électricité ont chuté de 40 % (Hrab et Trebilcock 2004a). Outre la

diminution des prix, le marché de l'électricité en Angleterre et au pays de Galles s'est orienté vers une méthode de production plus propre, sa dépendance aux modes de production thermiques au charbon ayant été réduite. Entre 1993 et 2000, la capacité de production des principaux producteurs d'énergie à cycle combiné au gaz s'est accrue considérablement, passant de quelque 1 400 MW à environ 20 000 MW (Zhou, 2003).

La restructuration du marché du gaz naturel en Angleterre et au pays de Galles a suivi un parcours similaire. Après la privatisation du monopole verticalement intégré British Gas en 1986, l'Office of Gas a été mis sur pied dans le but de superviser les opérations. En 1996, on le divisait en trois entités distinctes : approvisionnement, transport et entreposage, recherche et développement. Du côté de la vente au détail, à partir de 1992, les grands clients commerciaux et industriels ont pu choisir leur fournisseur, ce qui a eu pour effet d'inciter de nouveaux fournisseurs à rejoindre les rangs du marché. À partir de 1998, tous les consommateurs ont pu choisir leur fournisseur (Energy Information Administration, 2004), et trente-sept pour cent des consommateurs ont alors changé de fournisseur (Zhou, 2003).

2.2 La restructuration du marché de l'électricité en Alberta

Selon Daniel *et al.* (2001), l'Alberta constitue un cas intéressant de restructuration du marché de l'énergie, parce qu'il s'agit d'un marché suffisamment important pour que les grands défis et les avantages potentiels de la restructuration y soient les mêmes qu'en Californie et en Ontario, sans qu'on y trouve toutefois les facteurs de complication dus à l'interconnectivité des marchés.

Avant la restructuration, le marché de l'électricité de l'Alberta était composé de trois monopoles : Edmonton Power, TransAlta Utilities et ATCO Electric, qui respectivement généraient, transportaient et distribuaient l'électricité dans la province. Ces entreprises exerçaient leurs activités en tant que monopoles franchisés et étaient réglementées sur la base de couverture des frais de service. Le marché albertain en entier est intégré et géré conjointement depuis les années 1970, avec une capacité de production centralement répartie dans les trois domaines de service. L'Alberta est essentiellement isolée des autres réseaux électriques, avec seulement 550 MW de lignes de transport reliées, donc il est impossible de satisfaire une demande excédentaire substantielle.

L'*Electric Utilities Act*, voté en 1995, constitue la pierre angulaire de la restructuration des marchés de l'énergie en Alberta. Cette loi exigeait que les prix soient déterminés par l'offre et la demande au sein d'un groupement d'entreprises énergétiques (le *Power Pool*), que les centrales de production aient libre accès au réseau de transport et qu'il y ait davantage de concurrence dans la production d'électricité. Les changements apportés au système incluaient la mise sur pied d'un groupement indépendant d'entreprises d'énergie, par qui les prix de gros seraient déterminés sur une base horaire. Le prix de gros s'appliquait seulement à la nouvelle capacité de production, et non aux capacités existantes exploitées par les trois grandes compagnies. De plus, les clients desservis par les grandes compagnies n'étaient pas soumis au prix du marché en vertu de ce qui était appelé les couvertures législatives.

Une croissance économique plus forte que prévue en Alberta a mené à un resserrement du marché de l'électricité durant la fin des années 1990 (Daniel *et al.*, 2003). Au cours de cette période, aucune nouvelle capacité n'a été créée puisque les couvertures législatives n'offraient aucune incitation à investir dans de nouvelles capacités de production. Daniel *et al.* (2003) soutiennent que, malgré ces couvertures, le resserrement du marché aurait dû envoyer le signal qu'un futur investissement serait rentable. Cependant, il est probable que cette perspective a été atténuée par l'incertitude entourant la politique en place.

Pour combler ce manque d'investissement, l'Alberta a adopté, en 1998, un amendement à la loi sur les compagnies d'électricité dans le but d'éliminer en 2001 les couvertures législatives. De plus, pour favoriser la concurrence, le gouvernement a décidé d'obliger les compagnies existantes à mettre aux enchères leurs droits de propriété sur l'électricité pour la durée de vie restante de leurs unités de production réglementées. Les nouveaux propriétaires des unités de production devaient par la suite faire leurs offres d'apport d'électricité au *Power Pool*. En 2001, l'Alberta a aussi mis sur pied la Watt Exchange, un marché où s'échangent des contrats à terme d'un mois, trois mois ou un an. Il est évident que ces changements additionnels apportés au cadre réglementaire rendent le système en place davantage compatible avec les conditions établies par Wolak (2003).

Depuis que ces démarches ont été entreprises, la concurrence a augmenté en Alberta; il y a maintenant huit firmes qui soumettent des offres au sein du *Power Pool*. En outre, depuis 1998, une capacité de production supplémentaire

d'environ 3 000 MW est disponible, et une nouvelle augmentation de 5 200 MW a été annoncée sur le marché de l'électricité albertain. Les prix de gros ont continué à monter, vraisemblablement en raison du fait que le domaine de la distribution au détail n'a pas encore été pleinement libéralisé et parce que le réseau de transport de l'Alberta, tel que mentionné plus haut, n'a pas vraiment de capacité d'importation, étant donné qu'il n'est relié qu'à ses voisins immédiats, soit la Colombie-Britannique et la Saskatchewan (Hrab et Trebilcock, 2004a). En fait, les prix de la vente au détail ne seront pas libéralisés avant 2006.

Dans l'ensemble, l'expérience de l'Alberta dénote la réalisation progressive et prudente des objectifs fixés (Daniel *et al*, 2003). Au début, des mesures avaient été prises pour détecter et atténuer la possibilité d'abus de pouvoir de marché à travers les couvertures législatives. En un certain sens, ces mesures ont été une solution tampon, le temps de la mise en place du marché de gros. Lorsqu'il est devenu évident que les prix n'indiqueraient pas l'éventualité d'une pénurie de capacité nécessitant un nouvel investissement, les restrictions furent assouplies réduisant ainsi la probabilité d'abus de pouvoir de marché. Toutefois, une question clé n'a pas été abordée, celle des prix de vente au détail non assujettis aux variations des prix de vente en gros.

2.3 La restructuration du marché de l'électricité en Ontario

En Ontario, avant la restructuration, la production et le transport ainsi qu'une partie de la distribution étaient sous le contrôle d'Ontario Hydro. Une part minime de la distribution était effectuée par des distributeurs municipaux. Les prix de vente en gros et les tarifs appliqués aux grands consommateurs industriels et aux consommateurs ruraux étaient revus par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) qui pouvait recommander des modifications de tarifs, sans pour autant contraindre à ces changements. Vers la fin des années 1990, l'Ontario a commencé à ouvrir le marché de l'électricité à la concurrence. Il s'agissait de permettre aux consommateurs de s'approvisionner auprès du détaillant d'énergie de leur choix, de laisser les segments de transport et de distribution sous la réglementation de la CEO et de scinder Ontario Hydro en cinq entités distinctes (Littlechild et Yatchew, 2002), à savoir : Hydro One Inc., responsable des secteurs transport et distribution, Ontario Power Generation Inc., détentrice de 75 % de la capacité productrice, Independent Electricity Market

Dans l'ensemble, l'expérience de l'Alberta dénote la réalisation progressive et prudente des objectifs fixés.

Les prix ont augmenté rapidement après que la province eut ouvert le marché à la concurrence, le 1^{er} mai 2002. Le prix moyen de l'énergie se situait à 3,01 cents par kWh en mai, 3,71 cents par kWh en juin et 6,2 cents en juillet.

Operator Inc., mandatée pour assigner l'énergie et pour exploiter le marché de l'électricité, Electric Safety Authority Inc., chargée de l'inspection des installations, et Ontario Electricity Financial Corporation Inc., responsable de la gestion de la dette actuelle (38 milliards en date de 1999) (Hrab et Trebilcock, 2004b). L'Ontario Power Generation s'est vu imposer un plafond de revenu annuel moyen équivalent à 3,8 cents par kWh et contrainte de réduire sa part dans la production provinciale de l'électricité à 35 %. En vue d'atteindre cet objectif, Ontario Power Generation a loué les centrales nucléaires Bruce au secteur privé en 2001 et a vendu quatre centrales hydroélectriques en 2002 (Hrab et Trebilcock, 2004b).

Un marché de vente en gros a été créé, et les consommateurs ont pu ainsi établir des contrats financiers avec les grossistes ou les producteurs. Le marché de la vente au détail devait aussi être libéralisé afin que les consommateurs puissent choisir entre acheter à des détaillants des contrats à prix fixes, ou demeurer avec leur compagnie locale qui les approvisionne au prix comptant.

Les prix ont augmenté rapidement après que la province eut ouvert le marché à la concurrence, le 1^{er} mai 2002. Le prix moyen de l'énergie se situait à 3,01 cents par kWh en mai, 3,71 cents par kWh en juin et 6,2 cents en juillet. Le gouvernement provincial a réagi en adoptant, le 9 décembre 2002, la Loi sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement de l'électricité (*Electricity Pricing, Conservation and Supply Act*). Cette loi restreignait le prix de l'électricité à 4,3 cents par kWh pour les consommateurs à faible volume, montant qui a été porté à 4,7 cents par kWh le 1^{er} avril 2004 pour les premiers 750 kWh/mois, puis à 5,5 cents par kWh additionnel. Une nouvelle structure tarifaire est attendue en mai 2005 (Hrab et Trebilcock, 2004b).

Cette situation reflète le fait que l'approvisionnement a toujours été insuffisant. L'Ontario a beaucoup misé sur l'énergie nucléaire, mais juste avant la restructuration cette option s'est avérée en grande partie irréalisable (Hrab et Trebilcock, 2004b). De plus, la province n'a pu compter que sur une très faible augmentation de capacité avant la restructuration. En fait, seulement deux nouvelles centrales génératrices avaient été construites, d'une capacité de production de seulement 620 MW (Hrab et Trebilcock, 2004b). Le prix plafond n'aura fait qu'aggraver le problème. En raison des contrôles sur les prix, il n'y a pas eu de nouveaux investissements en vue d'accroître la capacité de production, et le problème risque de s'envenimer puisque l'Ontario a promis de fermer ses centrales thermiques au charbon dans les années à venir.

2.4 La restructuration du marché de l'énergie en Californie

En Californie, avant la restructuration, trois compagnies privées produisaient, transportaient et distribuaient l'électricité à l'intérieur de zones de service prédéterminées. Les prix et les exigences liées au service étaient réglementés par la California Public Utilities Commission (CPUC). Même si ces compagnies géraient leurs propres installations de production, elles étaient également en mesure de s'approvisionner à partir d'autres États de l'Ouest, du Mexique et du Canada.

Vers la fin des années 1980, aux États-Unis, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) préconisait l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. Dans ce contexte, la Californie se lança dans un programme visant à promouvoir le modèle concurrentiel de production d'énergie. Le pouvoir législatif californien adopta en 1996 la Loi AB1890, dont voici les points essentiels, résumés par Joskow (2001) :

- Les consommateurs ont pu choisir entre leur fournisseur actuel de service et un ensemble de nouvelles firmes sur le marché.
- Les compagnies d'électricité existantes ont dû fournir l'accès aux réseaux de transport et de distribution selon le barème de prix établi par la FERC et la CPUC.
- Les prix de détail des compagnies existantes furent fixés en proportion du prix de gros de l'électricité du jour précédent.
- Des provisions furent prévues afin de permettre aux compagnies de recouvrer les coûts non amortis à la suite de la cession des anciennes unités d'exploitation.
- Les compagnies ont été autorisées à émettre des obligations afin de recouvrer une certaine partie des coûts non amortis. Il fut entendu que le rendement de ces obligations serait garanti par l'État.
- Les clients commerciaux et résidentiels ont bénéficié d'un rabais instantané de 10 % sur le tarif (par rapport à celui qui prévalait sous la réglementation), et d'un gel de ce tarif pour une durée maximale de quatre ans.
- Les compagnies existantes furent responsables de la mise en place d'un *pool* d'énergie et d'un opérateur indépendant du système.
- Les deux plus importantes compagnies ont dû céder obligatoirement les activités des centrales produisant à partir de combustibles fossiles.

Ainsi, on s'attendait à ce que des fournisseurs de services indépendants introduisent de nouvelles unités de production et soient en mesure d'acheter aux compagnies existantes les unités de production utilisant des combustibles fossiles.

Les choses ne se sont pourtant pas déroulées comme prévu. Entre 1999 et 2000, les prix sur le marché de gros se sont accrus de 500 %. En 2001, les prix avaient décuplé par rapport à ceux de 1998 et de 1999, pour atteindre un sommet de 300 \$/MWh. Les deux plus grandes compagnies sont ainsi devenues insolvables puisqu'elles devaient se procurer l'énergie sur le marché de gros à des prix dix fois plus élevés qu'antérieurement, tandis que les prix de détail étaient plafonnés à 10 % au-dessous des prix de 1998. De façon à combattre cette tendance, les prix de détail ont par la suite été majorés de 40 % en 2001. À peu près au même moment, la chute des prix nationaux – et surtout régionaux – du gaz naturel, combinée à la réduction de la demande causée par la hausse des prix, a mené à une chute dramatique des prix de vente en gros.

Après ces événements, l'opérateur indépendant du système s'est déclaré en faillite et le CPUC a mis fin à la concurrence dans le marché au détail. Joskow (2001) dresse la liste des nombreuses leçons tirées de la crise californienne, et plusieurs d'entre elles reflètent le fait que les efforts pour restructurer la distribution de l'électricité en Californie n'ont pas répondu aux critères exposés dans Wolak (2003). Premièrement, la restructuration en Californie a isolé les consommateurs du marché de la vente en gros. Si les prix ne signalent pas aux consommateurs la véritable rareté de l'énergie, alors on ne peut s'attendre à ce que le marché restructuré atteigne l'efficacité distributive désirée. Deuxièmement, le pouvoir de marché a perduré en Californie, en particulier de la part des fournisseurs de gaz naturel. Joskow (2001) cite l'existence d'une prime sur les ventes de gaz naturel à la Southern California durant la crise. Étant donné que la production à partir des centrales à combustibles fossiles était la plus rentable sur le marché de gros, les fournisseurs de gaz naturel étaient en mesure d'exploiter un pouvoir de marché sur ce segment en exigeant des prix plus élevés pour le gaz, étant donné que le prix de vente en gros de l'énergie pouvait augmenter librement.

L'expérience californienne montre clairement l'importance du rôle que jouent les prix et le pouvoir de marché, en tant que signaux pour le consommateur, pour assurer la réussite de la restructuration d'un marché de l'énergie.

Entre 1999 et 2000, les prix sur
le marché de gros se sont accrus de 500 %.

Les marchés de l'énergie au Québec

3.1 La réglementation de l'énergie au Québec

Avant les années 1940, au Québec l'électricité était fournie par un petit nombre d'entreprises privées. En 1944, préoccupé de voir que les prix de l'électricité étaient plus élevés qu'en Ontario, le gouvernement du Québec se portait acquéreur du monopole fournisseur à Montréal et formait la compagnie d'État provinciale, Hydro-Québec (Dupré et Patry, 1998). L'approvisionnement en électricité dans les zones rurales restait entre les mains de l'Agence d'électrification rurale (Rural Electrification Agency). En 1963, le système d'électricité au Québec était devenu entièrement public. En tant qu'entité verticalement intégrée, Hydro-Québec avait le mandat de prendre avantage de la dotation de ressources hydrauliques du Québec au bénéfice des résidents de la province et de s'assurer que tout le Québec avait accès à l'électricité à des taux uniformes. Les taux devaient être établis de telle sorte que seuls les coûts d'investissement et d'opération étaient couverts (Office national de l'énergie, 2001).

Le gaz naturel était fourni par un certain nombre de compagnies privées, parmi lesquelles Gaz Métro qui, à partir des années 1980, était essentiellement devenue l'unique fournisseur au Québec. Étant donné que le marché n'était pas desservi par une compagnie d'État, comme c'était le cas avec l'électricité, il était réglementé par la Régie du gaz naturel.

Depuis juin 1997, la Régie de l'énergie, créée pour remplacer la Régie du gaz naturel, est responsable de la réglementation des principaux marchés de l'énergie au Québec. Selon la Loi sur la Régie de l'énergie, 2001 (Éditeur officiel du Québec, 2001), la Régie est responsable de la fixation des taux et des conditions de transport de l'électricité par le transporteur et de sa distribution par le distributeur. Elle fixe aussi les taux en tenant compte des coûts d'acquisition des conditions d'approvisionnement, de transport, de livraison et d'entreposage du gaz naturel provenant des fournisseurs du Québec, Gaz Métro et Gazifère. Elle est aussi chargée de veiller à ce que les consommateurs soient approvisionnés adéquatement à la fois en électricité et en gaz naturel.

Les taux sont déterminés à partir de plusieurs facteurs. Le taux de base est calculé en tenant compte de la juste valeur des actifs utilisés pour le transport de l'énergie électrique ou pour la distribution du gaz naturel, ainsi que des dépenses de mise en marché et de recherche et développement, des frais de dépenses

Depuis juin 1997, la Régie de l'énergie, créée pour remplacer la Régie du gaz naturel, est responsable de la réglementation de tous les marchés de l'énergie au Québec.

La Loi sur la Régie de l'énergie de 2001 stipule que, pour fixer les taux, la Régie doit considérer le coût de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique.

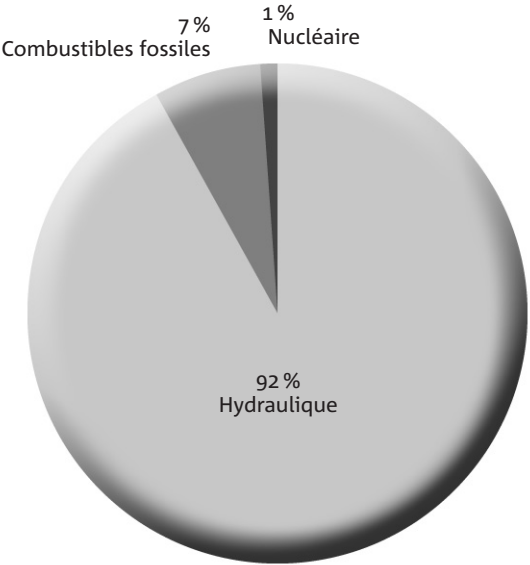
préalables et du fonds de roulement requis pour ces opérations. La régie permet aussi un rendement raisonnable sur le taux de base et prend en considération les ratios financiers, les prévisions de ventes, la qualité du service, la concurrence entre les différentes formes d'énergie ainsi que l'uniformité des taux à travers tout le Québec (Loi sur la Régie de l'énergie, 2001).

La Loi sur la Régie de l'énergie de 2001 stipule que, pour fixer les taux, la Régie doit considérer le coût d'acquisition, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Selon la Loi, Hydro-Québec est sommée de fournir 165 TWh d'électricité par an aux résidants du Québec à un taux fixe de 2,79¢/kWh. Toute charge excédentaire est sujette aux prix de base du marché découlant d'un processus d'appels d'offres (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 2003). La Loi exige que des tarifs égaux soient appliqués à tous les résidents du Québec. Cela implique la subvention indirecte de la consommation d'électricité des résidants du milieu rural par les consommateurs urbains et par ceux demeurant à proximité des installations de production. De façon similaire, pour le gaz naturel, les taux sont déterminés en fonction du coût d'acquisition du distributeur de gaz. Le distributeur est contraint par la Loi d'approvisionner et de livrer le gaz naturel à quiconque habitant à l'intérieur d'un territoire desservi par son réseau de distribution. En cas de demande supplémentaire de la part de consommateurs non desservis par le système de distribution, la Régie peut ordonner au distributeur d'élargir son réseau.

3.2 Le marché de l'électricité au Québec

Au 31 décembre 2001, le Québec disposait de 40 500 MW de capacité disponible. La plus grande partie de cette capacité (77 %) est détenue par Hydro-Québec. De la part restante, 10,3 % sont détenus par le secteur privé, 0,1 % appartient aux municipalités et 12,4 % proviennent de contrats avec Churchill Falls (Labrador) Corporation et sont traités au même titre que la capacité intérieure (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 2003). La majeure partie de la capacité installée provient des centrales hydroélectriques – 91 % des centrales hydroélectriques provinciales dont 10 % de Churchill Falls. La figure 2 illustre le schéma ventilé de la capacité provinciale installée, avec les pourcentages arrondis au nombre entier le plus rapproché. En 2003, la production réelle d'électricité était à 96,5 % hydroélectrique, sur un total annuel de plus de 200 TWh d'électricité.

Figure 2
Capacité installée au Québec, 2004

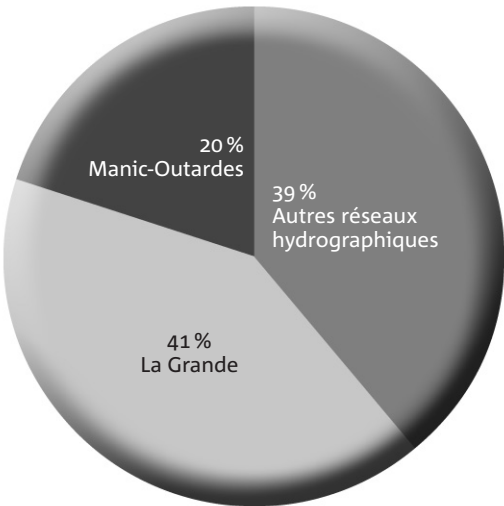


Source: Hydro-Québec, 2004

Les grandes centrales sont caractéristiques de la capacité hydroélectrique du Québec. Exception faite de celles relevant du contrat de production à long terme avec Churchill Falls au Labrador, les centrales hydroélectriques provinciales sont hautement concentrées. Comme le montre la figure 3, les systèmes fluviaux de La Grande et de Manic-Outardes représentent respectivement 40 % et 21 % du total de la capacité hydraulique installée.

Le Québec possède un vaste réseau de lignes électriques à haute tension reliant les centrales électriques éloignées aux consommateurs et aux marchés d'exportation. Le réseau de transport est sous la responsabilité de TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, laquelle administre plus de 32 000 km de lignes à

Figure 3
Capacité hydroélectrique installée au Québec par réseau hydrographique, 2004

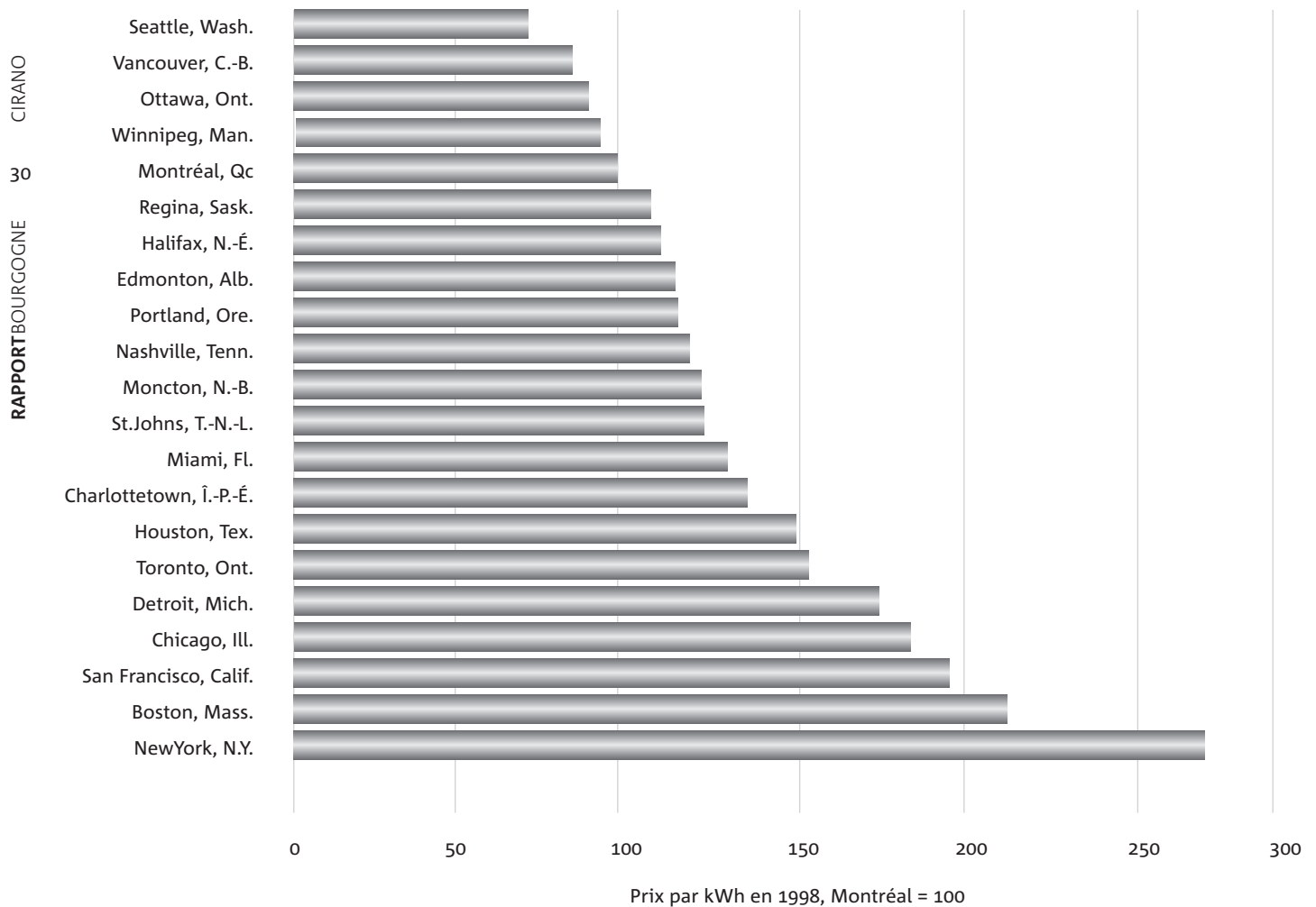


Source: Hydro-Québec, 2004

haute tension et plus de 500 postes électriques. Une partie de ce réseau permet à Hydro-Québec d'exporter de l'électricité vers d'autres juridictions du nord-est américain. Treize interconnexions permettent l'exportation de 6 825 MW, ou 55 milliards de kWh/année. En 2001, les exportations réelles atteignaient 17,1 milliards de kWh. TransÉnergie a récemment enclenché une procédure d'approbation pour sa première hausse de taux depuis 2001, en vue d'obtenir l'autorisation d'augmenter ses tarifs de 1 % afin de couvrir ses frais d'exploitation, lesquels déterminent les taux qui peuvent être réclamés à Hydro-Québec (communiqué de presse d'Hydro-Québec, 30 septembre 2004).

Sauf quelques exceptions, le réseau de distribution d'Hydro-Québec dessert le territoire habité du Québec. Moins de 4 % de la population totale du Québec est desservie par des réseaux municipaux indépendants. La consommation

Figure 4
Prix relatifs de l'électricité, consommation de 750 kWh/mois

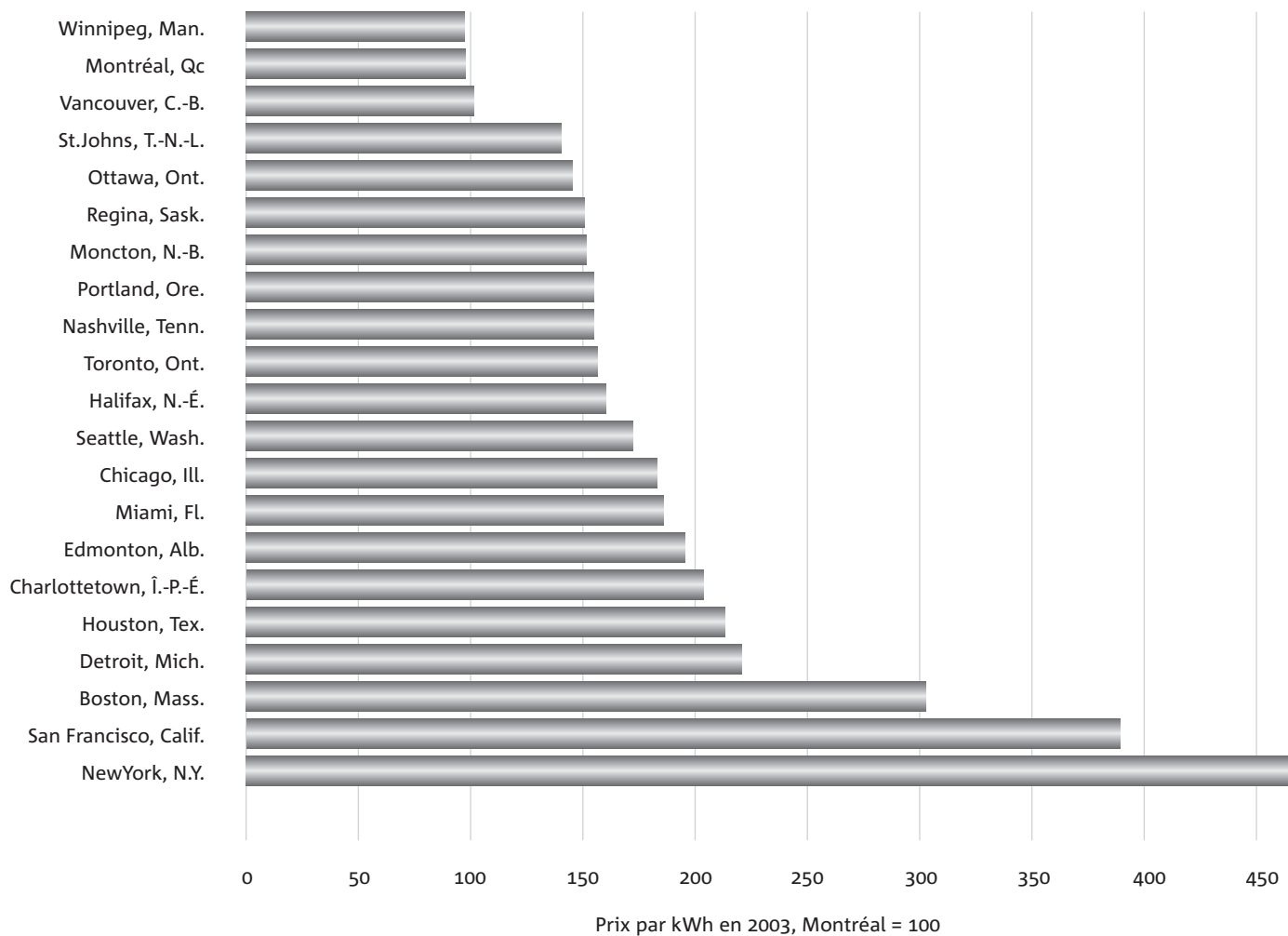


Source: Hydro-Québec, 1998

intérieure au Québec, en 2001, a représenté 176,6 milliards de kWh, la répartition s'effectuant ainsi: environ 51 % pour la consommation industrielle, 19 % commerciale et 30 % résidentielle, et une faible utilisation dans le transport. La plus forte charge sur le système, en 2002, a atteint 34989 MW, soit 81% de la capacité installée.

Depuis la nationalisation du marché de l'électricité, les prix de vente au Québec sont très bas. Les figures 4 et 5 montrent, pour la consommation résidentielle à Montréal, des tarifs inférieurs aux prix demandés dans la plupart des villes d'Amérique du Nord. Et la tendance semble être en voie de se maintenir; en effet, les prix de 2003 sont relativement plus bas que ceux de 1998, en particulier en comparaison de ceux de certaines autres juridictions (les prix de Seattle, par exemple, étaient 42 % plus bas que Montréal en 1998 et 71 % plus élevés en 2003).

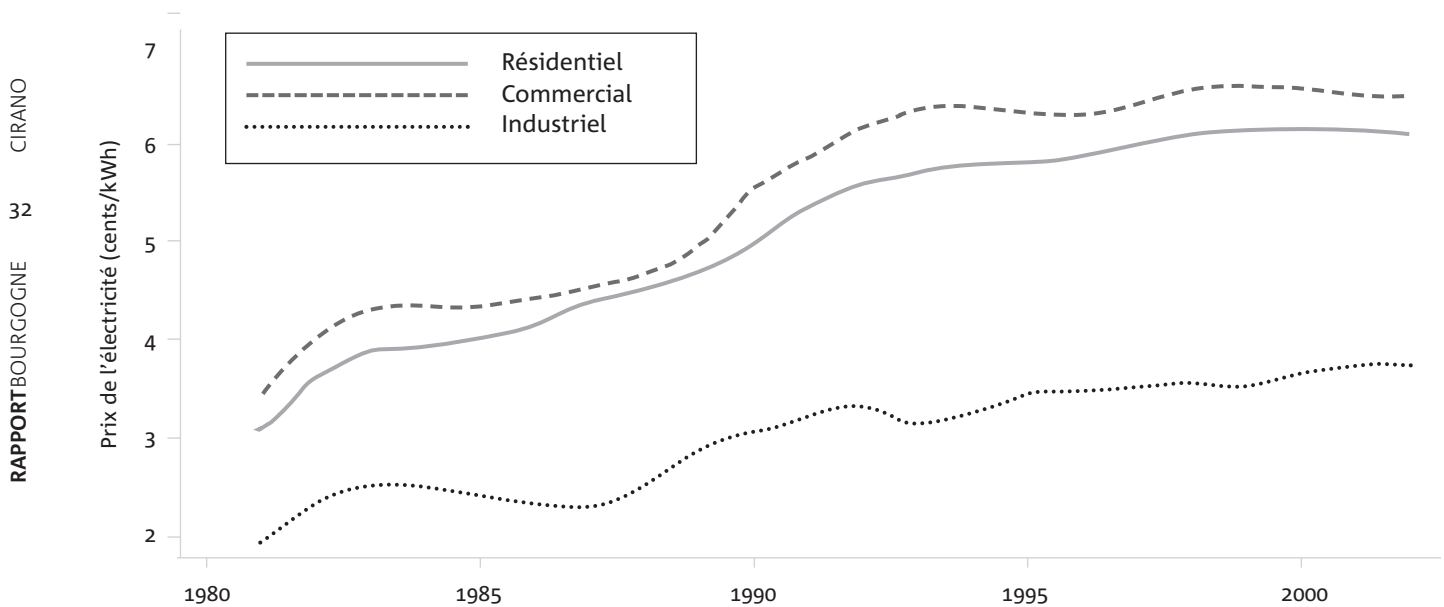
Figure 5
Prix relatifs de l'électricité, consommation de 1000 kWh/mois



Sources : Hydro-Québec, 2003 ; Parcs du Québec, 2003

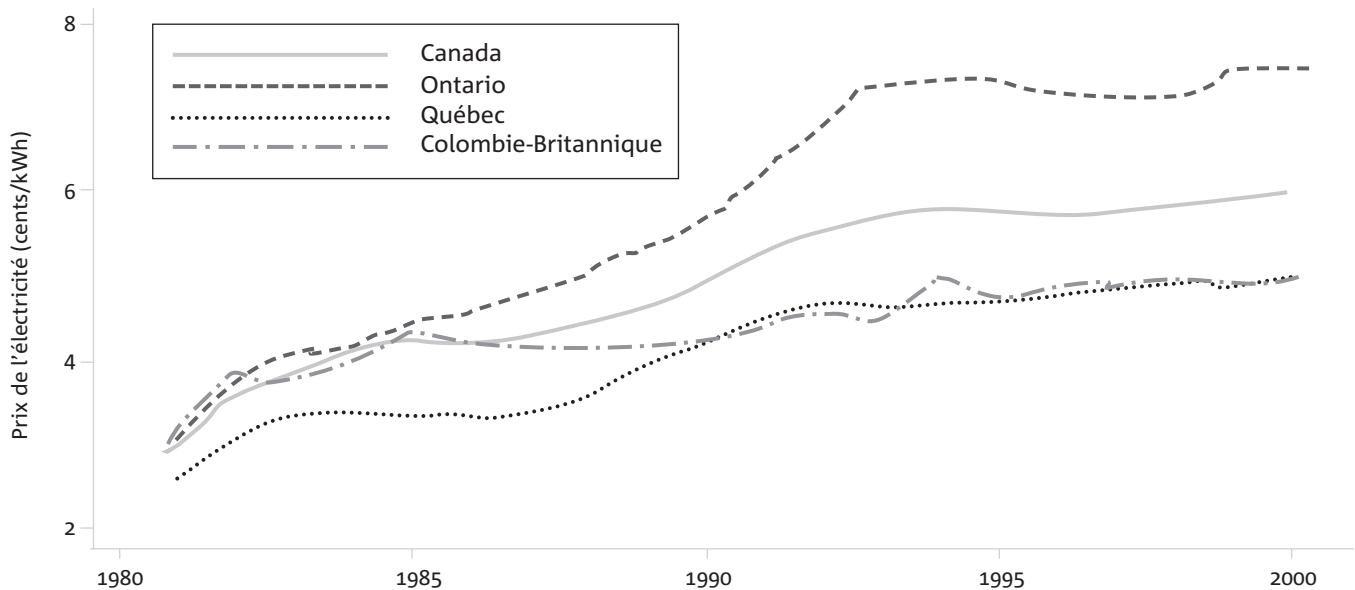
Les taux appliqués dans la province aux consommateurs individuels varient selon les caractéristiques propres à chaque demande, mais les considérations géographiques n'entrent pas en ligne de compte. L'évolution des prix de l'électricité au Québec est illustrée à la figure 6; l'évolution relative de ces prix comparée à celle du reste du Canada est représentée à la figure 7. On peut voir que les prix de l'électricité sont clairement plus bas dans les marchés à prédominance hydraulique, tels ceux du Québec et de la Colombie-Britannique, et que l'écart s'accroît. La différence entre les prix du Québec et le prix moyen canadien a augmenté de 0,5 cent depuis 1981 (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 2003).

Figure 6
Prix résidentiel et commercial de l'électricité au Québec



Source: Ministère des Ressources naturelles, 2003

Figure 7
Prix relatifs de l'électricité par province



Sources : Ministère des Ressources naturelles, 2003

3.3 Le marché du gaz naturel au Québec

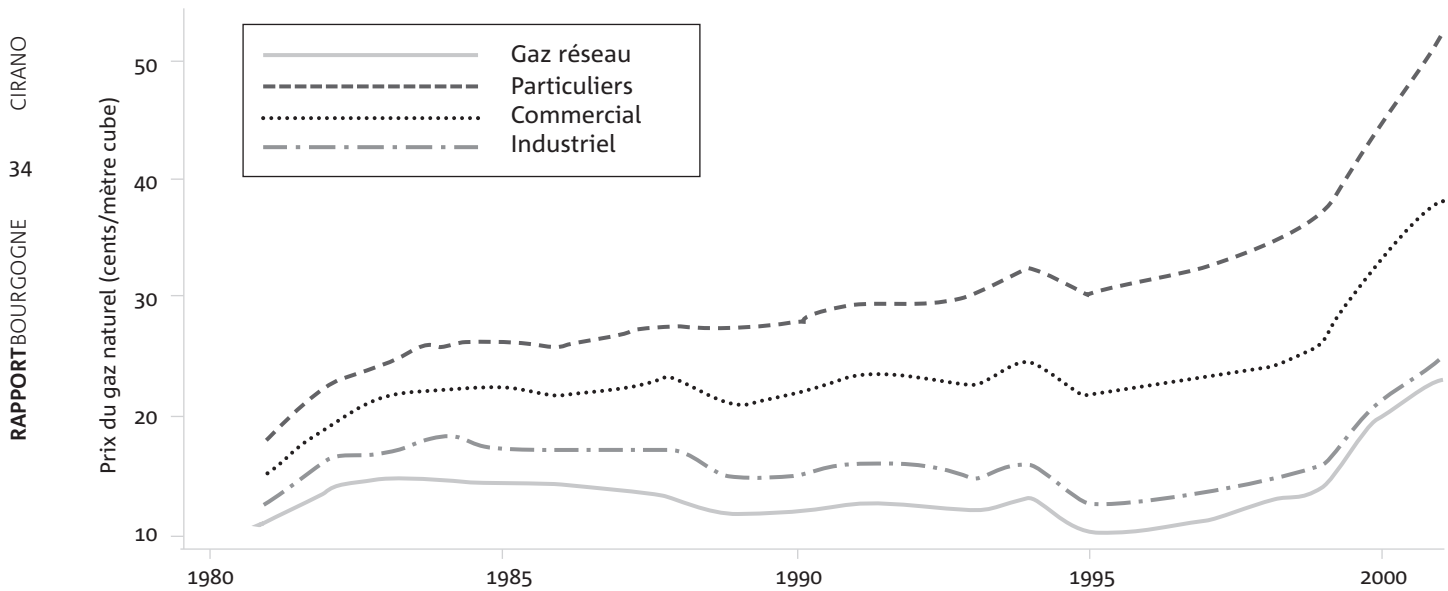
Actuellement, le Québec ne produit pas de gaz naturel. Par conséquent, la demande provinciale doit être entièrement comblée par les importations, celles-ci provenant principalement de l'Ouest canadien. La province a importé 8,5 milliards de mètres cubes de gaz naturel en 2001, dont elle a réexporté 2,3 milliards de mètres cubes vers le Nord-Est américain.

Le transport du gaz naturel au Québec est géré par TransCanada Pipelines.

La vente du gaz au détail est gérée essentiellement par Gaz Métro, fournisseur par défaut pour la majeure partie du Québec, qui a vendu 5,9 milliards de mètres cubes, ou 97 % de la consommation intérieure en 2001 (Gazifère est le fournisseur par défaut à Gatineau). En octobre 2004, Gaz Métro fournissait le gaz

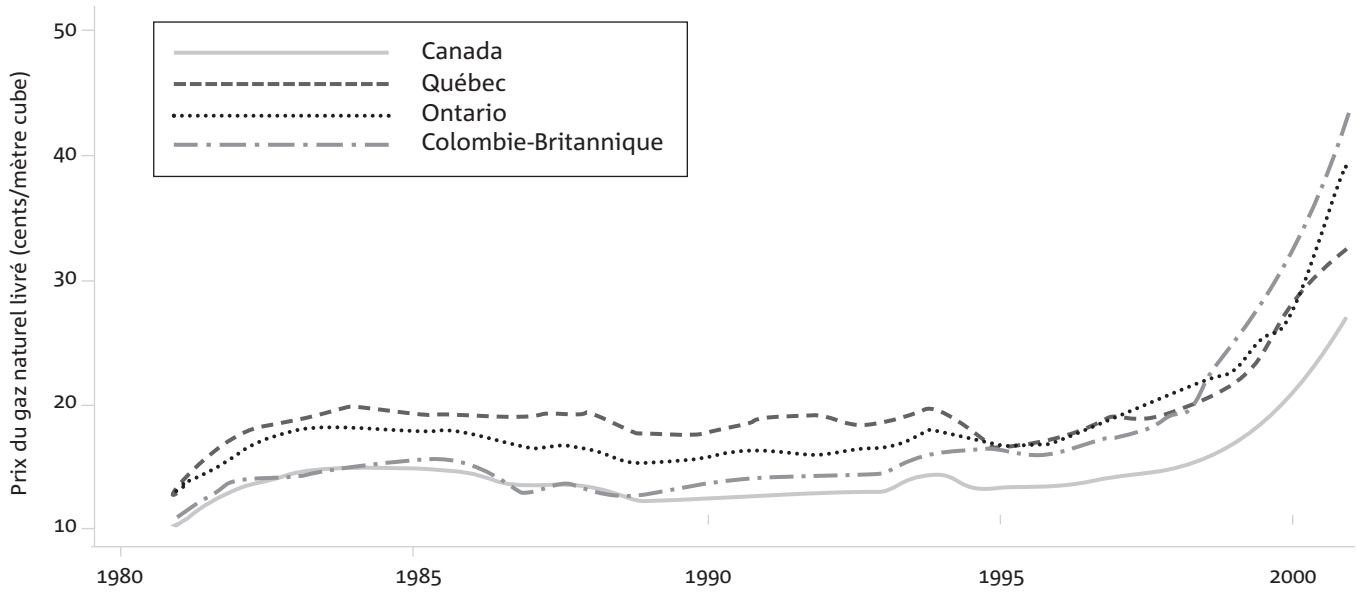
naturel au réseau au prix de 6,28 \$ par GJ. L'évolution des prix du gaz naturel livré au Québec est illustrée à la figure 8, tandis que la figure 9 illustre de manière comparative la courbe des prix au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et dans l'ensemble du Canada. La courbe des prix du gaz naturel livré correspond à l'augmentation des coûts de transport des sites de production vers les nouveaux marchés. Il apparaît clairement que les prix ont augmenté dans toutes les juridictions. Le taux de croissance annuel moyen des prix de vente au détail au Québec entre 1981 et 2001 était de 4,8 % et de 5,1 % pour l'ensemble du Canada, une différence qui n'est cependant pas statistiquement significative. Il est donc clair que, alors que les prix du gaz ont toujours augmenté plus rapidement que l'inflation, il existe très peu de différence entre le marché du Québec et celui du reste du Canada.

Figure 8
Prix de réseau et prix livré du gaz naturel au Québec



Source: Ministère des Ressources naturelles, 2003

Figure 9
Prix relatifs du gaz naturel livré, par province



Source: Ministère des Ressources naturelles, 2003

Incontestablement, l'Alberta affiche le plus bas prix de détail au Canada, ce qui n'est pas surprenant puisque la province produit la grande majorité de notre gaz naturel et n'a donc pas à assumer des frais de transport élevés. Les prix au Québec s'élèvent à 4,8 cents de plus que la moyenne canadienne au cours de cette période, un écart qui s'est maintenu et qui reflète des coûts de transport plus élevés (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 2003).

La restructuration du marché de l'énergie au Québec

4.1 Initiatives actuelles de restructuration au Québec

Le Québec a récemment adopté un certain nombre de mesures visant à libéraliser ses marchés de l'énergie. La principale raison de cette initiative est que le Québec doit se conformer à certaines exigences pour pouvoir exporter son électricité aux marchés restructurés des États-Unis. Lorsque la U.S. FERC a restructuré le marché de gros de l'électricité en 1996, elle a enjoint à chaque État de permettre l'importation d'électricité produite à l'extérieur de ses frontières. Cependant, pour avoir accès aux réseaux de transport américains, les juridictions étrangères devaient accepter la réciprocité (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 1996). C'est pourquoi, en 1997, Hydro-Québec a dissocié le transport et la répartition de la production et de la vente. TransÉnergie est maintenant responsable des opérations du réseau de transport¹.

Le marché de gros de l'électricité au Québec évolue vers un marché monopolistique assorti d'une « concurrence périphérique » par suite des récents changements de réglementation. La part de marché d'Hydro-Québec est garantie selon la Loi 116, décrétée le 16 juin 2000, laquelle établit le volume d'électricité patrimoniale. En vertu de cette loi, Hydro-Québec est sommée de fournir 165 TWh d'électricité par an aux consommateurs québécois, à un taux fixe de 2,79¢/kWh. Toute fourniture supplémentaire est soumise aux prix de base du marché par un processus d'appels d'offres. Il se peut que les appels d'offres ne concernent que certains types de production, ou certains lieux. Le gouvernement du Québec a indiqué qu'il aimerait que les appels d'offres permettent au secteur privé d'accéder aux ressources hydrauliques, mais seulement s'il s'agit de sites générant moins de 50 MW d'énergie. Les plus grands sites demeureront le territoire exclusif

1 www.hydroquebec.com/transenergie/fr/hqt/profil.html

d'Hydro-Québec (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 1996). Les plus récents appels d'offres visaient à pourvoir les consommateurs québécois de 1 000 MW d'énergie éolienne.

Dans le marché du gaz naturel, des contrats institutionnels, à prix fixes, sont aussi présentement disponibles pour les consommateurs de 7 500 m³ annuels ou plus, et sont administrés par onze fournisseurs de service indépendants. Pour les clients résidentiels, les taux exigés par les fournisseurs par défaut demeurent fixés par la Régie de l'énergie.

En plus de vouloir accéder aux marchés américains, le gouvernement pourrait considérer la restructuration afin d'obtenir les gains d'efficacité mentionnés plus haut, si les segments de la production ou de la vente au détail des marchés de l'énergie au Québec ne représentent pas des situations de monopole naturel. Cependant, restructurer davantage les marchés de l'énergie au Québec ne serait pas chose facile. Plusieurs aspects rendent la restructuration difficile. D'abord, l'électricité au Québec provient principalement de grandes centrales hydroélectriques établies sur des réseaux hydrographiques indépendants. On aborde cette question plus bas. De plus, le fait que le Québec persiste à exiger des taux uniformes pour les consommateurs d'énergie urbains et ruraux rend la restructuration plus difficile. À cela s'ajoute le fait que le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec insiste pour que la restructuration ne compromette pas la santé financière d'Hydro-Québec (Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec, 1996). Enfin, Hydro-Québec affiche présentement une dette de 32,5 milliards de dollars et une valeur de son actif de 58 milliards de dollars. Si une cession des installations devait avoir lieu, cette dette réduirait d'autant l'actif au moment de la cession. Il faudrait transférer aux consommateurs du Québec le produit net de la vente, le fardeau de la dette accumulée ou le surplus sous forme de taxes/subventions ou de frais/remises sur la consommation d'électricité.

Raphals (1997) note que d'autres effets de la restructuration sont à considérer. En particulier, il examine l'impact qu'aurait sur les prix l'accession des Américains à l'électricité produite au Québec. On se doute bien que les États du Nord-Est américain veulent avoir accès au marché de l'énergie du Québec, étant donné que les coûts de production (et, par conséquent, ceux de la vente de gros) sont plus bas. Si le marché spot québécois devait s'ouvrir aux consommateurs américains, les prix plus élevés aux États-Unis risqueraient de faire augmenter les prix

L'électricité au Québec provient principalement de grandes centrales hydroélectriques établies sur des réseaux hydrographiques indépendants.

exigés pour la consommation au Québec. Cela serait contraire à ce que l'on est normalement en droit d'espérer d'une ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence, c'est-à-dire une baisse des prix à moyen terme. Il est raisonnable de s'attendre à ce que les prix augmentent pour plusieurs usagers résidentiels et commerciaux du Québec dans un marché plus réglementé.

4.2 La restructuration dans les marchés dépendants de l'hydroélectricité

La restructuration a été un succès dans les marchés où la demande est prise en charge par des petits générateurs fonctionnant aux combustibles fossiles. On soutient que, dans cette situation, le marché peut être desservi à moindre coût par de petits producteurs indépendants, étant donné qu'aucun d'entre eux ne dépend des installations d'autrui ni ne peut, en fait, exploiter de pouvoir de marché. Dans les marchés fortement axés sur l'hydroélectricité, la situation n'est pas la même. La restructuration n'apportera pas de gains d'efficacité si les entreprises détiennent toujours trop de pouvoir de marché ou si des externalités sont produites. Un pouvoir de marché peut en effet survenir en raison de la capacité qu'ont les centrales hydroélectriques à remettre la production à plus tard. Et il peut y avoir des externalités, car, dans un marché dépendant de l'hydroélectricité, le facteur de production clé (l'eau) n'est pas estimé à sa vraie valeur au sein d'un réseau fluvial. Qui plus est, cet effet est amplifié dans le cas de centrales d'énergie échelonnées sur un même réseau hydrographique.

Raphals (2001) admet la possibilité que des producteurs d'hydroélectricité exploitent un pouvoir de marché. Une installation dotée d'un réservoir donne au producteur la capacité de reporter les ventes, ce qui n'est pas possible avec les autres technologies de production. Les producteurs qui utilisent la technologie thermique ne peuvent pas reporter leurs ventes, bien qu'ils puissent les réduire ponctuellement. Raphals soutient que la facilité avec laquelle les producteurs d'hydroélectricité peuvent ajuster la production, combinée à l'impossibilité de dissocier la gestion des ressources hydriques de l'exploitation d'un pouvoir de marché, permet une manipulation du marché plus sophistiquée. L'hypothèse a été émise qu'Hydro-Québec se soit servie de cette particularité

La restructuration
n'apportera pas de
gains d'efficacité
si les entreprises
détiennent toujours
trop de pouvoir de
marché ou si des
externalités
sont produites.

de ses ressources de production pour manipuler le marché dans le nord-est des États-Unis. Plus précisément, elle a eu à répondre devant la FERC d'avoir profité des occasions d'arbitrage dans le marché de l'énergie à terme en raison de sa capacité à influencer les prix du marché (Raphals, 2001).

Il est plus facile de contrer un abus de pouvoir de marché lorsque les différents producteurs disposent chacun d'une part de marché réduite. Un des moyens de parvenir à cette fin consiste à laisser entrer dans le marché les producteurs et les consommateurs d'autres juridictions. C'est l'approche qu'a adoptée la Norvège, le seul pays au monde qui mise encore plus sur l'hydroélectricité que le Québec, 99 % de sa capacité provenant de centrales hydrauliques. Depuis 1990, la Norvège a procédé à une restructuration de ses marchés de l'énergie. La loi sur l'énergie de 1990 exigeait le démantèlement mais pas la privatisation de Statkraft, une compagnie d'État verticalement intégrée. Il y a présentement 70 firmes produisant de l'électricité en Norvège, et Statkraft détient toujours 30 % de la capacité productrice tandis qu'Hydro Energy accapare 10 % du marché. Les autres firmes sont principalement gérées et exploitées par les municipalités (Aam et Wangensteen, 2004). Ces producteurs ont accès à Nord Pool, qui réunit les marchés de Norvège, Suède, Danemark, Finlande et celui de l'Islande. Les producteurs et les consommateurs peuvent signer des contrats bilatéraux et peuvent aussi en échangeant sur le marché à terme (Wolak, 2004).

Cette approche semble permettre d'atténuer les effets associés au pouvoir de marché (Aam et Wangensteen, 2004) et constitue un atout important dans le contexte du marché de l'énergie au Québec puisque l'accès à un marché global plus grand réduit la possibilité qu'un quelconque producteur bénéficie d'une position dominante au sein de ce marché. Si aucune priorité n'est accordée aux producteurs du Québec sur le marché au comptant, l'arrivée de producteurs de l'Ontario, de New York et d'ailleurs, pourrait réduire de façon draconienne la part de marché de n'importe quelle centrale de production du Québec. Dans ce cas, la capacité d'interconnection représenterait un facteur d'efficacité extrêmement important.

En plus des problèmes d'abus de pouvoir de marché, des externalités peuvent surgir du fait que, dans un marché de l'énergie principalement axé sur l'hydroélectricité, le prix de l'eau ne reflète pas la véritable valeur de celle-ci. Que les centrales soient regroupées sur un même réseau hydrographique ou qu'elles soient situées sur des réseaux distincts, le volume du réservoir et la fluctuation du débit en aval n'ont généralement pas de valeur sur le marché. Ainsi, les coûts variables privés de la production d'électricité pour n'importe quelle firme ne refléteront pas les vrais coûts de production. Dunsky et Raphals (1998) admettent que l'existence d'un marché libre de l'énergie a pour but de faire que les prix du marché reflètent les coûts variables (qui sont par ailleurs hautement prévisibles) mais que, dans un tel environnement, les producteurs d'hydroélectricité seraient amenés à pratiquement donner leur énergie puisque leurs coûts variables sont généralement presque nuls. En fait, c'est là que réside l'essentiel de l'échec du marché. Les producteurs d'hydroélectricité vendront leur énergie à leur coût marginal privé, qui est dans ce cas proche de zéro, sans se soucier des coûts sociaux. Par exemple, ils ne tiendront probablement compte que de la valeur optionnelle privée de l'eau emmagasinée dans les réservoirs et non de la valeur sociale. En faisant abstraction pour le moment des coûts de transport, considérons les coûts de renonciation qu'implique la production d'électricité. Premièrement, bien que l'eau soit renouvelable, un mètre cube d'eau contenu dans un réservoir au-dessus du barrage possède une valeur qui est liée au prix anticipé de l'eau et de l'électricité. Il y a des coûts associés au partage des eaux, même s'il n'y a qu'un seul barrage. Un mètre cube d'eau utilisé aujourd'hui en production possède une valeur pour les autres usagers en aval tels les agriculteurs et les consommateurs. De plus, le volume du réservoir a une valeur du simple fait qu'il permet de modérer les fluctuations hydrologiques. Étant donné que la firme en amont n'a pas à payer pour une diminution du débit en aval et ne reçoit pas de compensation pour son rôle de « gestionnaire des eaux », il s'ensuit un coût externe, et l'eau ne sera pas distribuée efficacement sur le réseau fluvial.

Pour bien comprendre les impacts potentiels de ces coûts externes, considérons l'exemple de la restructuration du marché de l'énergie au Brésil, lui aussi fortement axé sur l'hydroélectricité. Le gouvernement a cru qu'il serait possible de se fier à des investisseurs privés pour accroître la capacité de production. Mensah-Bonsu et Oren (2002) précisent que le volume du réservoir n'avait pas de prix

dans le nouveau système de marché, de sorte que les producteurs étaient artificiellement en mesure de répondre à la demande à un coût marginal faible. De ce fait, les réservoirs du système se sont vidés à un rythme beaucoup plus rapide que dans le cas optimal où le coût concorde avec la véritable valeur de l'eau entreposée. Étant donné que l'énergie hydroélectrique était fournie à un prix inférieur à ses coûts sociaux, l'investissement en vue de hausser la capacité de production n'a pas suivi la demande. Les nouvelles centrales ne seraient pas en mesure de recouvrer les investissements en coûts fixes lorsque les centrales hydroélectriques existantes peuvent alimenter le réseau en énergie à un coût pratiquement nul.

Maintenant, considérons de quelle façon ces problèmes sont amplifiés dans le cas où de multiples installations sont aménagées sur un seul bassin d'alimentation. Il est clair que les centrales hydroélectriques situées en amont du réseau fluvial peuvent influencer la disponibilité de l'eau pour les centrales et les autres usagers plus bas en aval. Pour les marchés de l'électricité, cela peut créer un pouvoir de marché. Prenons un cas extrême: un système fluvial unique avec un réservoir et un barrage à faible capacité de débit à son embouchure, et une grande centrale plus bas en aval. La petite centrale peut ne représenter qu'une part minime de la capacité de production d'électricité et n'avoir que très peu d'influence sur le prix; pourtant, ses décisions en matière de production affecteront implicitement celles de la plus grande centrale située en aval et, par conséquent, le prix du marché.

Le fait que l'eau ne soit pas une ressource productive coûteuse amène l'externalité dont nous parlions plus haut. Étant donné qu'une firme possédant toutes les centrales sur un même système hydrographique prendrait en considération tous les effets externes sur la production imposés par l'une ou l'autre des centrales, il est généralement admis que la cession d'une installation hydroélectrique devrait se faire par réseau hydrographique et non par barrage individuel (Dunsky et Raphals, 1998). Cela représente un défi particulier pour le Québec puisque la cession d'un très grand complexe comme celui de La Grande, par exemple, qui compte pour 40 % de la capacité installée au Québec, conférerait à son nouvel acquéreur un pouvoir de marché avec toutes les conséquences négatives que cela implique.

Tel que préalablement discuté, la présence d'externalités peut justifier le recours à la réglementation. Cependant, maintenir un seul producteur pour tout un bassin hydrographique ne représente qu'une des options pour corriger cette défaillance du marché. Les usagers en aval devraient vouloir payer pour le débit d'eau. Si toutes les installations de production sont aménagées de telle sorte qu'une seule firme possède tous les barrages sur la rivière, ces coûts et bénéfices sont internalisés. Toutefois, si la cession des installations se fait individuellement, des mécanismes de prix peuvent être utilisés pour parvenir au même résultat.

Supposons qu'on veuille taxer efficacement la fluctuation du débit d'une rivière. Le coût externe marginal de l'entreposage d'un mètre cube dans le réservoir d'un barrage en amont devrait correspondre à la volonté de payer, pour ce débit, de tous les consommateurs d'eau en aval. Plus précisément, cette question pourrait être résolue de manière récursive, de sorte que la taxe imposée à chaque barrage représenterait uniquement ce que le prochain usager en aval serait disposé à payer pour l'eau, au cours d'une certaine période. Cela veut dire que, sur un même réseau fluvial, toute la valeur en aval sera prise en considération par la firme la plus en amont. Si la taxe était mise en place efficacement, il serait indifférent aux consommateurs d'eau en aval de recevoir une compensation équivalente au montant de la taxe ou un mètre cube additionnel d'eau durant cette période. En imposant cette taxe, l'impact externe du barrage en amont sur les producteurs en aval sera internalisé. La capacité de production du barrage le plus en aval figurera implicitement dans les décisions de production de toutes les centrales en amont, même si elles n'appartiennent pas au même propriétaire.

Le même résultat pourrait être obtenu par la distribution et l'échange de droits de débit, à condition bien sûr que les coûts de transaction soient faibles. Chaque installation posséderait des droits de débit que les barrages en amont achèteraient aux firmes en aval pour diminuer la production et stocker l'eau dans leurs réservoirs. Tant que les coûts de transaction pour l'achat et la vente des droits de débit demeurent relativement faibles et qu'aucune firme ne détient de pouvoir de marché, cela peut produire le même résultat que la taxe d'efficience, comme le soutient Coase (1960, 1988) dans un important article. Ambec et Doucet (2001, 2003) analysent la question de la restructuration lorsque les installations hydro-électriques sont graduées sur un même réseau hydrographique. Leur travail s'appuie sur les principes théoriques examinés dans Ambec et Sprumont (2002).

Leur analyse rejoint celle de Coase: deux centrales hydroélectriques situées sur une même rivière, avec un environnement exempt de coûts de coordination et dans lequel existe un marché de droits de débit d'eau, produiront le même résultat, et donc le même niveau de bien-être, que si une seule firme prenait les décisions.

Les arguments précédents suggèrent que la présence d'un seul grand producteur hydroélectrique dans le réseau peut mener à un plus grand abus de pouvoir de marché. Dans le cas des installations hydroélectriques du Québec, ce constat revêt une importance toute particulière quand on songe à une restructuration. Tel que mentionné, plus de 95 % de la capacité installée au Québec provient de l'hydroélectricité, et la grande majorité de la capacité installée dans la province dépend de trois réseaux hydrographiques. De plus, les grands complexes opérant sur chaque réseau sont tous composés de plusieurs installations. Le complexe La Grande, par exemple, comprend treize installations de différentes tailles longeant le même bassin d'alimentation. Compte tenu de la précédente discussion, il semble que l'instauration d'un mécanisme de prix pour le débit fluvial et le réservoir de stockage, ou l'ouverture du marché de la vente de gros à un plus grand nombre de producteurs, constituent des conditions nécessaires à la restructuration du marché de l'électricité au Québec.

La présence d'un seul grand producteur hydroélectrique dans le réseau peut mener à un plus grand abus de pouvoir de marché.

Discussion et conclusion

Le marché québécois de l'électricité ne représente pas un cas typique pour la restructuration de la production de l'électricité. D'abord, la presque totalité de sa capacité génératrice provient de centrales hydroélectriques. Qui plus est, cette capacité est hautement concentrée sur trois réseaux hydrographiques. Dans un marché restructuré, le modèle habituel de cession forcée par réseau fluvial est susceptible d'introduire un pouvoir de marché et risque de créer de plus grandes inefficacités que celles prévalant sous le régime réglementé. Si l'on veut que la restructuration s'avère un succès, un système avec droits de débit d'eau échangeables devrait être mis en place parallèlement à un marché d'énergie concurrentiel, de façon à permettre la cession d'installations individuelles à l'intérieur d'un même réseau hydrographique.

Le segment de la vente au détail des marchés québécois de l'électricité et du gaz naturel pourrait potentiellement bénéficier de la libéralisation. La seule différence évidente entre les marchés de l'énergie du Québec et ceux d'autres juridictions provient de sa politique de tarification uniforme. De plus bas prix pourraient prévaloir si le marché était ouvert à la concurrence, mais pas pour tous les consommateurs. L'insistance du Québec quant à une tarification uniforme à travers la province signifie que certains consommateurs (à savoir les consommateurs ruraux) paient actuellement leur énergie en deçà du prix du marché. Le prix pour ces consommateurs serait appelé à monter si la restructuration du marché devait avoir lieu.

Ce rapport aborde la question de la réglementation des marchés de l'énergie en général et met l'accent sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Québec. Les marchés sont réglementés si l'on juge qu'ils représentent des situations de monopole naturel ou si l'on a des raisons de croire que les firmes non réglementées ne tiendraient pas compte des externalités qu'elles pourraient créer. Cependant, au cours des dernières années, certains segments de différents marchés de l'énergie ont été libéralisés parce que ces segments n'étaient plus perçus comme étant des situations (potentielles ou actuelles) de monopole naturel ou parce que le marché permettait de s'assurer que les firmes prendraient en considération les externalités qu'elles génèrent.

Nous avons présenté les conditions standards qui doivent être satisfaites pour que la déréglementation soit un succès. Pour bien illustrer l'importance d'éviter un éventuel pouvoir de marché et de respecter les conditions pour maintenir cette situation, nous avons présenté quatre études de cas. Celles-ci démontrent assez clairement que, sous certaines conditions, la déréglementation peut mener à des améliorations du bien-être. Cependant, le risque d'échec est grand si ces conditions ne sont pas respectées.

Bibliographie

- Aam, S. et I. Wangensteen (2004): *Deregulation of the Norwegian Electricity Supply Industry: Expectations and Experiences*, document de travail, SINTEF Energy Research.
- Alberta Department of Energy (2003): *Facts on Electricity*, document de travail, gouvernement de l'Alberta.
- Ambec, S. et J. Doucet (2001): *Competition along a river*, CSEF Document de travail 56, University of Salerno.
- Ambec, S. et J. Doucet (2003): « Decentralizing hydro power production », *Canadian Journal of Economics*, 36(3), 587-607.
- Ambec, S. et Y. Sprumont (2002): « Sharing a River », *Journal of Economic Theory*, 107, 453-462.
- Banks, F. (2003): « An Introduction to the Economics of Natural Gas », *OPEC Review*, 27, 25-63.
- Baumol, W. J., J. C. Panzer et R. D. Willig (1982): *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York.
- Borenstein, S. (2001): *Frequently Asked Questions about Implementing Real-Time Electricity Pricing in California for Summer 2001*, document de travail.
- Borenstein, S. et J. Bushnell (2000): « Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation? », *Regulation*, 23(2).
- Bower, J. (2002): *Why did Electricity Prices Fall in England and Wales? Market Mechanism or Market Structure?*, document de travail, Oxford Institute for Energy Studies.
- Braeutigam, R. (1989): « Optimal Policies for Natural Monopolies », *Handbook of Industrial Organization*. Elsevier Science Publishers.
- Coase, R. (1988): *The Firm, the Market, and the Law*, chap. 6. « The Problem of Social Cost », p. 648-672. University of Chicago Press, Chicago, Ill., édition antérieure 1960.
- Daniel, T., J. Doucet et A. Plourde (2003): *The Challenge of Electricity Restructuring*, chap. « Electricity Industry Restructuring: The Alberta Experience ». Rowan and Littlefield.
- Dunsky, P. et P. Raphals (1998): « Challenges for Effective Competition in Large Hydro Dominated Markets: The Case of Québec », *Deregulation of Electric Utilities*, G. Zaccour éd., Kluwer Academic Publishers.
- Dupré, R. et M. Patry (1998): « Hydroelectricity and the State in Québec and Ontario: Two Different Historical Paths », *Deregulation of Electric Utilities*, G. Zaccour éd., Kluwer Academic Publishers.
- Éditeur officiel du Québec (2001): *Loi sur la Régie de l'énergie*, dépôt légal, Bibliothèque nationale du Québec.
- Energy Information Administration (2004): *United Kingdom Country Analysis Brief*, document de travail.
- Hrab, R. et M. Trebilcock (2004a): *Electricity Restructuring: A Comparative Review*, document de travail.
- Hrab, R. et M. Trebilcock (2004b): *What Will Keep the Lights on in Ontario: Responses to a Policy Short-Circuit*, document de travail, C.D. Howe Institute.
- Hydro-Québec (1998): *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, tarifs en vigueur le 1^{er} mai 1998*, document de travail.
- Hydro-Québec (2003): *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, tarifs en vigueur le 1^{er} mai 2003*, document de travail.
- Hydro-Québec (2004): www.hydroquebec.ca.
- Joskow, P. (1997): « Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector », *Journal of Economic Perspectives*, 11, 119-138.
- Joskow, P. (2001): « California's Electricity Crisis », *Oxford Review of Economic Policy*, 17(3), 365.
- Joskow, P. (2003): « Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned », *Latin American Journal of Economics*, 40, 548-558.
- Littlechild, S. et A. Yatchew (2002): *Hydro One Transmission and Distribution: Should they Remain Combined or be Separated?*, document de travail, Electricity Distributors Association.
- Mensah-Bonsu, C. et S. Oren (2002): « California Electricity Market Crisis: Causes, Remedies, and Prevention », *IEEE Power Engineering Review*, 22(8), 4-5.
- Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec (1996): *L'énergie au service du Québec*, document de travail.
- Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec (2003): *L'énergie au Québec*, document de travail.
- Office national de l'énergie (2001): *Le secteur de l'électricité au Canada: tendances et enjeux*.
- Raphals, P. (1997): *La Restructuration des marchés de l'électricité*, document de travail, Helios Center.
- Raphals, P. (2001): *Restructured Rivers*, document de travail, Helios Center.
- Stoft, S. (2002): *Power System Economics*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers Press.
- U.S. Energy Information Administration (2004): *United Kingdom Country Analysis Brief*, document de travail.
- Viscusi, W. K., J. M. Vernon et J. E. Harrington (2000): *Economics of Regulation and Antitrust*. MIT Press, Cambridge, Mass., troisième édition.
- Wolak, F. (2003): *Designing Competitive Wholesale Markets for Latin American Countries*, document de travail OECD et IADB.
- Wolak, F. (2004): *Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets; An International Comparison*, document de travail.
- Zhou, S. (2003): *Comparison of Market Designs*, document de travail, projet 26376, Rulemaking Proceeding on Wholesale Market Design.

Quelques-uns des plus récents Rapports bourgogne publiés par le CIRANO

Les conflits de localisation : le syndrome NIMBY

Nicolas Marchetti, mai 2005

Efficacité et navigabilité d'un site Web :

rien ne sert de courir, il faut aller dans la bonne direction

Jacques Nantel et Abdelouahab Mekki Berrada, avril 2005

**La dimension territoriale des politiques de développement économique au Québec :
enjeux contemporains**

Marcelin Joanis et Fernand Martin, février 2005

Les partenariats public-privé : une option à découvrir

Benoit A. Aubert et Michel Patry, mars 2004

Le rôle du gouvernement québécois dans le capital de risque

Jean-Marc Suret, mars 2004

Les Web Services et leur impact sur le commerce B2B

Gilbert Babin et Michel Leblanc, septembre 2003

Enjeux et défis de la réglementation canadienne des valeurs mobilières

Jean-Marc Suret et Cécile Carpentier, août 2003

Les émotions au travail

Ursula Hess, juillet 2003

Création de valeur, gestion de risque et options réelles

Marcel Boyer, Peter Christoffersen, Pierre Lasserre et Andrey Pavlov, mars 2003

Le leadership en 3 C : capacités, conduite, circonstances

Ann-Renée Blais et Bernard Sinclair-Desgagné, décembre 2002

Partage des coûts et tarification des infrastructures : enjeux, problématique et pertinence

Marcel Boyer, Michel Moreaux, Michel Truchon, novembre 2002

Ces publications sont disponibles sur le site www.cirano.qc.ca

À paraître

La dette publique au Québec

La santé au Québec : des options pour financer la croissance

Pour plus de renseignements : info@cirano.qc.ca



2020, rue University, 25^e étage, Montréal (Québec) H3A 2A5

Tél.: (514) 985-4000 • Téléc.: (514) 985-4039

www.cirano.qc.ca • info@cirano.qc.ca

Conception graphique: PR communications inc.

Impression: Imprimerie des Anses, Chandler

Mai 2005