

Le marché québécois de l'électricité : à la croisée des chemins

**Mémoire présenté à la Commission de l'économie et du
travail sur les enjeux énergétiques au Québec
par
Jean-Thomas Bernard**

**Professeur
GREEN
Département d'économie
Université Laval
Québec
G1K 7P4**

**Téléphone : (418)656-5123
Adresse électronique : jtber@ecn.ulaval.ca**

Avril 2005

Ordre de la présentation

Introduction

I- Évolution récente du marché de l'électricité et perspectives de croissance

II- Projets en cours de développement et projets à l'étude

III- Options pour équilibrer la demande et les approvisionnements

IV – Kyoto et le choix des filières de production d'électricité

Conclusion

Introduction

De la seconde nationalisation de l'électricité au Québec en 1962, jusqu'à la création de la Régie de l'énergie en décembre 1996, le cadre institutionnel sous-jacent à la détermination des tarifs d'électricité et à l'approbation des moyens pour satisfaire la demande en croissance est demeuré relativement inchangé. Hydro-Québec avait la responsabilité de prévoir l'évolution de la demande à court et à long terme et de mettre en place les moyens de la satisfaire. Ces moyens faisaient surtout appel à des projets hydroélectriques dont le développement s'échelonnait sur plusieurs années et fournissait des ajouts significatifs de capacité de production; la société d'État pouvait ainsi disposer de surplus qui lui permettaient soit d'exporter davantage vers les régions voisines, soit de susciter du développement industriel ici même au Québec. Comme le coût des projets hydroélectriques en sol québécois était inférieur aux coûts des filières thermiques et nucléaires de nos voisins, la pénétration du marché externe s'en trouvait facilitée. Les tarifs d'électricité, conçus par Hydro-Québec et approuvés directement par le gouvernement, reflétaient le coût moyen de production¹. Le gouvernement approuvait aussi les projets à développer et les contrats d'exportation.

Ce cadre institutionnel et la disponibilité des ressources hydroélectriques ont permis au Québec de connaître un développement hydroélectrique exceptionnel qui s'appuyait sur une demande en forte croissance, elle-même supportée par des tarifs avantageux. En effet, le Québec a des tarifs d'électricité parmi les plus faibles à l'échelle mondiale. Ceci a suscité une pénétration de l'électricité dans tous les secteurs, en particulier dans le chauffage résidentiel, et a marqué le développement industriel en attirant des industries grandes consommatrices d'électricité.

En dépit de cette performance remarquable, des tensions se manifestent de plus en plus sur le marché québécois de l'électricité qui se retrouve à la croisée des chemins. Les ressources hydroélectriques ont été développées selon un ordre croissant de coûts et les estimés des coûts des projets à l'étude amènent la remise en cause de l'avantage comparatif de cette filière². De plus, les changements institutionnels découlant de la création de la Régie de l'énergie et de l'ouverture des

¹ L'atteinte de critères financiers comme la couverture des intérêts (100%) et l'autofinancement des dépenses d'investissement (25%) jouait aussi un rôle dans la détermination des tarifs. Malgré l'introduction d'un dividende au début des années quatre-vingt, il n'y avait pas d'objectif explicite de rendement pour l'actionnaire et le taux de rendement réalisé sur l'avoir propre était faible.

² Ce point sera davantage développé à la section II.

marchés de gros dans plusieurs régions nord-américaines ont permis une analyse publique plus poussée des facteurs qui influencent l'équilibre entre la demande d'électricité et les sources d'approvisionnement. Un des facteurs clés est justement le prix de l'électricité. Des comparaisons directes peuvent maintenant être effectuées entre les coûts de développement des différentes filières de production d'électricité, les prix sur les marchés de gros chez nos voisins et les prix au Québec à la fois pour les marchés de gros et de détail. C'est dans ce contexte que se pose la question de la détermination du niveau approprié du prix de l'électricité au Québec. Comme économiste, ceci nous amène à considérer le rôle du prix de l'électricité dans la détermination de l'équilibre entre l'offre et la demande et surtout le niveau du prix qui permet la plus grande contribution possible des ressources disponibles à la richesse collective des Québécois.

Voilà le thème qui sera analysé dans les pages qui suivent. Il y aura d'abord une brève description de l'évolution récente du marché de l'électricité au Québec et des perspectives de croissance. A la section II suivra une présentation des coûts des projets en cours de réalisation ainsi que de certains projets à l'étude. La section III contient le développement du thème principal, à savoir, le rôle du prix de l'électricité dans les options considérées pour équilibrer l'offre et la demande. La section IV fournira une analyse du rôle du marché des droits d'émissions dans le choix des filières de production d'électricité. En conclusion, il y aura une invitation à un engagement en faveur de la contribution du secteur de l'électricité à la richesse collective en reconnaissant explicitement la fonction que le prix joue à cet égard.

Section I – Évolution récente du marché de l'électricité

Le tableau 1 montre la croissance de la consommation d'électricité par secteur au cours de la période 1995 à 2001. Il peut être observé que le secteur industriel a connu la croissance annuelle la plus forte, soit 2.02%, et qu'il représente maintenant plus de 50% de la consommation d'électricité du Québec. Les secteurs résidentiel et commercial ont eu des croissances annuelles plus modestes, soit environ 0.6%/an. Au total, la demande a crû au rythme de 1.34% par année.

Le tableau 2 présente l'augmentation de la puissance disponible par filière de production durant la même période. Seulement 786 MW ont été ajoutés, soit un faible taux de croissance annuel de 0.3%. Les ajouts ont touché trois filières : hydraulique (431 MW), thermique (254 MW) et éolienne

(100 MW). La faible croissance de la capacité de production est le résultat direct du peu de développement des ressources électriques qu'a connu le Québec au cours des dix dernières années.

La croissance de la demande, même modeste, combinée avec la stagnation de la capacité de production a réduit presque à néant la marge de manœuvre dont dispose Hydro-Québec. Ce point ressort clairement lorsque nous considérons l'évolution des échanges avec les voisins de 1995 à 2003 telle qu'elle apparaît au tableau 3. Il est bon de souligner que le marché des exportations et des importations fournit à Hydro-Québec un mécanisme d'ajustement pour prendre en compte les aléas de la demande d'électricité et des apports en eau dans les réservoirs. Si Hydro-Québec a des disponibilités excédentaires par rapport à ses obligations sur le marché québécois, elle peut alors exporter; l'inverse se produit en cas de besoin au Québec. Le résultat final donne lieu aux sorties nettes des réservoirs. Ces sorties nettes qui se situaient régulièrement entre 15 et 20 TWh par année en début de période, soit environ 10% des disponibilités québécoises, ont chuté progressivement pour atteindre 4.0 TWh en 2003. C'est le résultat d'exportations en déclin et d'importations en hausse.

Même si Hydro-Québec n'a pas d'énergie disponible pour l'exportation nette, ceci ne signifie pas pour autant qu'elle est inactive sur les marchés externes. Lorsque nous considérons le grand marché du nord-est américain, nous pouvons constater que le Québec est la seule région qui bénéficie d'une capacité significative d'entreposage de l'eau dans les réservoirs. Ceci permet à Hydro-Québec d'effectuer des opérations d'arbitrage entre les prix élevés à la pointe dans les réseaux voisins et les prix plus faibles dans les périodes hors pointe. Les résultats de telles opérations apparaissent au tableau 3 qui montre que les prix reçus par Hydro-Québec à l'exportation sont plus élevés en moyenne que les prix payés à l'importation³. C'est un avantage comparatif du Québec qui va perdurer même si la contribution à l'exportation nette s'avérait mineure.

Il y a donc présentement des pressions exercées à court terme par la demande d'électricité sur les disponibilités au Québec. Qu'en est-il de la prévision de la demande à moyen et à long terme? Hydro-Québec Distribution prévoit une croissance annuelle de la demande de l'ordre de 1.0%. Ce taux relativement faible par rapport à l'expérience historique repose sur des prévisions démographiques modestes qui entraîneront une réduction de la croissance de la main d'œuvre active et même une baisse absolue au cours des deux prochaines décennies. Par contre, les prix élevés des

³ À l'exception de l'an 2000.

sources alternatives d'énergie que sont le gaz naturel et le pétrole devraient favoriser une pénétration et un usage accru de l'électricité. De plus, le secteur manufacturier québécois est dominé par des industries axées sur la transformation des matières premières comme les industries du bois, des pâtes et papiers, de la fonte et affinage des métaux ainsi que des produits chimiques. Ces industries sont de fortes consommatrices d'énergie et elles ont été en expansion après la libéralisation des marchés qui a suivi l'entente de libre échange avec les Etats-Unis en 1989 et celle du libre échange nord-américain pour inclure le Mexique en 1994. Leur croissance s'est appuyée sur l'avantage comparatif de l'économie québécoise dans ces secteurs.

Selon toute vraisemblance, le Québec aura donc besoin de plus d'électricité. Même avec un taux de croissance annuel de 1%, ceci implique des besoins additionnels d'environ 350 MW en capacité et 2 TWh en énergie année après année.

Section II – Projets en cours de développement et projets à l'étude

Le tableau 4 fournit l'information sur les projets de centrales en cours de construction ainsi que sur les projets hydrauliques à l'étude. Considérons d'abord les projets hydrauliques qui sont en construction et qui fourniront 1523 MW de capacité et 8.1 TWh d'énergie d'ici 2008. Ce sont des additions qui devraient permettre de satisfaire la croissance de la demande pour environ quatre ans. Les coûts des projets varient de 3.60¢/kWh pour Toulnostouc à 7.66¢/kWh pour Eastmain-1. Il y aura aussi de l'énergie éolienne, soit 1200 MW de capacité et 3.83 TWh d'énergie au coût de 7.11 et de 8.26¢/kWh si nous incluons le coût d'équilibrage de 0.9¢/kWh. Comme l'énergie éolienne est intermittente, il est impossible de prévoir sa contribution en capacité à la pointe. Finalement, il y aura l'apport du projet au gaz naturel de Bécancour avec 500 MW qui a un coût de 5.7¢/kWh pour un facteur d'utilisation de 90% et de 6.3¢/kWh si le facteur d'utilisation chute à 60%.

Le tableau 4 montre également trois projets hydrauliques à l'étude pour lesquels les estimés de coûts sont disponibles. Le projet Eastmain-1A et dérivation Rupert, qui apporte surtout une contribution importante d'énergie, a un coût unitaire faible justement à cause de la dérivation partielle de la rivière Rupert dans le bassin de la rivière La Grande. Par contre le projet La Romaine a un coût unitaire près de 8.0¢/kWh.

On peut donc déduire que certains projets hydroélectriques en construction ou à l'étude ont des coûts unitaires aussi élevés sinon plus élevés que l'alternative la moins coûteuse qui est celle du gaz naturel. Nous arrivons donc à cette période de l'histoire économique du Québec où l'hydroélectricité perd son avantage comparatif par rapport à d'autres technologies disponibles. Il est normal qu'il en soit ainsi. En effet, au cours des cent dernières années, les ressources hydroélectriques du Québec ont été développées selon un ordre croissant de coûts : le Saint-Maurice, l'Outaouais, le Saguenay-Lac Saint-Jean, Bersimis, Manicouagan-Outardes, la Chute Churchill au Labrador et La Grande à la Baie James. Nous nous éloignons des points de consommation localisés au sud en développant des sites situés de plus en plus au nord. Il est donc normal qu'à un certain moment de l'histoire, les sites hydroélectriques coûtent plus cher à mettre en production que la source alternative la moins coûteuse qui peut bénéficier des avancés technologiques. L'information fournie au tableau 4 nous indique que nous entrons dans cette ère.

Le tableau 5 contient les prévisions de prix sur les marchés de gros ouverts de nos voisins tels que réalisés par Hydro-Québec Production pour la période de pointe quotidienne. Ces prix se situent au niveau de 7.0¢/kWh pour PJM, New York et Ontario et de 8.0¢/kWh pour la Nouvelle-Angleterre. Cette prévision de prix est près du coût unitaire d'une centrale au gaz naturel avec facteur d'utilisation de 50%. C'est une autre manifestation de la perte graduelle de l'avantage comparatif de l'hydroélectricité québécoise par rapport à l'alternative la moins coûteuse qui est pour le moment le gaz naturel. À cause des coûts de transport, il s'ensuit que les projets au Québec dont le coût excède 5.0 à 6.0¢/kWh, peuvent difficilement être perçus comme rentables sur les marchés de gros de nos voisins.

III – Options pour équilibrer la demande et les approvisionnements

Les moyens à considérer pour équilibrer la demande et les approvisionnements disponibles peuvent être regroupés selon leur contribution à l'ajustement des approvisionnements ou à l'ajustement de la demande. Considérons d'abord l'ajustement de l'offre. Selon l'analyse de la Régie de l'énergie (2004), la capacité effective d'importation d'électricité du Québec est de 4535 MW. Compte tenu que la pointe annuelle de la demande se situe à environ 35000 MW, ceci signifie que le maximum de capacité que les réseaux voisins peuvent contribuer à ce moment-là est de 13% et que le reste, soit 87%, doit nécessairement provenir des ressources à l'intérieur de la province. Il s'ensuit que la

satisfaction de la demande québécoise doit d'abord et avant tout être envisagée à partir des ressources localisées à l'intérieur de la frontière du Québec⁴. Puisque les prix payés par les consommateurs québécois dépendent ultimement des coûts encourus, il est très important de choisir les projets en fonction des coûts les plus bas. Il en va du niveau de vie des québécois et de la compétitivité des industries.

Selon l'information présentée au tableau 4, toutes les filières en développement ou à l'étude présentent des coûts nettement plus élevés que le prix de l'énergie patrimoniale (165 TWh) vendue par Hydro-Québec Production à Hydro-Québec Distribution à 2.79¢/kWh. Donc des hausses de prix seront inévitables même en adoptant les projets en fonction du moindre coût puisque le prix pour la production est basé sur le coût moyen. Il est bon de rappeler que l'électricité patrimoniale forme la majeure partie de l'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution et qu'elle est ainsi la principale composante du volet production des tarifs.

Même si le rôle que peuvent jouer les importations est limité, c'est une source d'approvisionnement à ne pas négliger. Les informations des tableaux 3 et 4 montrent que les prix à l'importation sont plus faibles que les coûts de certains projets en développement ou à l'étude. Les importations souffrent de l'intermittence, tout comme l'énergie éolienne, à cause des problèmes de congestion sur les lignes de transport à haute tension, mais elles coûtent moins cher que cette source.

Considérons maintenant les principaux moyens pour influencer la croissance de la demande. Il y a d'abord l'efficacité énergétique qui consiste en la réduction de l'énergie brute utilisée sans diminution du bénéfice reçu par des usagers. Ceci s'effectue en utilisant des appareils électriques moins énergivores ou en isolant mieux les habitations. De telles améliorations peuvent résulter de subventions ou de règlements à cet effet. Il y a donc des coûts à supporter. Selon le Plan général d'efficacité énergétique (PGEÉ) 2003-2006 d'Hydro-Québec Distribution⁵, les 1.46 TWh d'économies annuelles au coût total de 460 M\$ partagés également entre le distributeur et les clients donnent un coût unitaire annualisé de 2.87¢/kWh sur une vie utile de 20 ans avec taux d'escompte de 7.5%. Pour les 1.54 TWh additionnels du PGEÉ 2005-2010 au coût total de 1190 M\$ partagés entre le distributeur (770M\$) et les clients (420M\$), le coût annualisé selon les mêmes hypothèses est de 7.05¢/kWh. Il est

⁴ Aucun développement majeur d'interconnexions avec les réseaux voisins n'est actuellement prévu.

⁵ Les informations sur les coûts et les économies associés aux programmes d'efficacité énergétique sont tirées d'Hydro-Québec Production (2004).

normal que l'efficacité énergétique soit de plus en plus coûteuse, car les projets à moindre coût ont déjà été en bonne partie réalisés. Il est bon de rappeler qu'il y a eu une série de programmes et d'activités en ce sens suite aux crises pétrolières de 1973 et 1979. Le coût marginal de l'électricité économisée suite aux initiatives d'Hydro-Québec Distribution s'approche donc du niveau des coûts des nouveaux projets hydrauliques à l'étude.

La difficulté majeure à l'égard de la réalisation des économies d'énergie qui sont rentables dans une perspective de coût des ressources provient du fait que le coût marginal de l'électricité, c'est-à-dire le coût de développement des nouvelles sources d'approvisionnement n'est pas pleinement reflété dans le prix payé par les usagers parce que les tarifs sont basés sur le coût moyen qui est lui-même dominé par l'énergie patrimoniale à 2.79¢/kWh. Donc les usagers se comportent à l'égard des économies d'énergie selon le prix qu'ils paient et non selon le coût additionnel des ressources engagées pour satisfaire leur demande.

Le deuxième moyen pour influencer l'évolution de la demande est le niveau des tarifs d'électricité. C'est un facteur qui sous-tend la décision des usagers d'utiliser plus ou moins d'énergie et d'opter pour une source plutôt qu'une autre. Lorsque le prix est inférieur au coût marginal de développement des nouvelles ressources, ceci signifie que l'évaluation marginale du bénéfice par les usagers est moindre que le coût des nouvelles ressources utilisées pour satisfaire leurs besoins. À cause du coût croissant de développement des ressources hydroélectriques et de la détermination des tarifs en fonction du coût moyen encouru, nous nous retrouvons dans cette situation au Québec.

Le troisième moyen est l'acceptation ou le refus par les autorités gouvernementales de projets industriels requérant plus de 175 MW. En 2003, les ventes au secteur industriel ont rapporté 3.8¢/kWh à Hydro-Québec⁶. Ce prix moyen est en dessous du coût des nouvelles ressources. Il s'agit simplement d'un cas particulier du point précédent. Comme société, nous ne nous enrichissons pas en développant des ressources au coût de 7.0 à 8.0¢/kWh comme il apparaît au tableau 4 pour les vendre à 3.8¢/kWh. L'écart entre les deux constitue une perte nette que la société québécoise tente de récupérer en exigeant des investissements structurants et des emplois bien rémunérés en retour de blocs d'électricité octroyés aux industries grandes consommatrices. Une telle politique est souvent défendue sur la base des effets d'entraînement. L'écart entre le prix faible et le coût de production plus élevé

⁶ Hydro-Québec (2004).

peut très difficilement être comblé par la négociation gouvernementale et il en résulte un manque à gagner qui aurait aussi des effets d'entraînement. Donc nous nous retrouvons au total avec moins d'effets d'entraînement puisqu'il y a moins d'argent qui est remis en circulation.

Il est évident qu'une hausse des tarifs pour mieux refléter les coûts des nouveaux projets générerait des profits additionnels pour Hydro-Québec et par conséquent des dividendes accrus pour le Gouvernement. Ces nouveaux revenus pourraient être utilisés pour diminuer la dette publique, investir en éducation ou améliorer les infrastructures publiques : chemins, égouts, qualité de l'eau, parcs, etc. C'est autant de moyens de transmettre un capital accru à la génération qui va suivre.

La consommation d'électricité est une dépense régressive pour les clients résidentiels, c'est-à-dire, la dépense en électricité est relativement plus importante pour les ménages à revenus modestes que pour les ménages plus fortunés. Il existe des instruments pour traiter ce problème, soit la voie tarifaire à paliers multiples, soit la voie fiscale par les crédits d'impôt. L'usage judicieux de ces deux moyens pourrait permettre d'atténuer en bonne partie les effets négatifs d'une hausse des tarifs d'électricité résidentiels pour les ménages à revenus modestes.

La conclusion à tirer de cette section est que le reflet du coût des nouvelles ressources engagées pour satisfaire la demande d'électricité dans les prix payés par les usagers est le moyen d'assurer la cohérence entre les différentes avenues qui peuvent être utilisées pour mettre en équilibre la demande d'électricité et la capacité à la satisfaire et ainsi assurer la plus grande contribution du secteur électrique à la richesse collective.

IV – Kyoto et le choix des filières de production d'électricité

Les discussions au sujet du choix des filières de production d'électricité sont de plus en plus marquées par les préoccupations à l'égard des changements climatiques. Il est bien qu'il en soit ainsi car le bon usage des ressources requiert que tous les coûts soient pris en compte et reflétés dans les prix payés par les usagers. Les coûts liés aux changements climatiques ne constituent pas une exception à cet égard.

L'accord de Kyoto signé en 1997 et ratifié par le Canada en décembre 2002 prévoit la création de permis échangeables pour les émissions de gaz à effet de serre (GES). L'argument en

faveur de la création de tels marchés est de permettre l'atteinte de l'objectif de réduction du GES au moindre coût. Ceux qui peuvent réduire leurs émissions à des coûts plus faibles peuvent vendre les crédits ainsi dégagés à ceux qui ont des coûts plus élevés. C'est une situation gagnant-gagnant. De plus, les prix des permis vont être reflétés dans l'usage des sources d'énergie selon leurs émissions relatives de GES. Les marchés de permis d'émission de GES sont encore à l'étape de leur création et il est difficile de prévoir quel sera le niveau de prix pour de tels permis. Cependant, dans son plan pour amener le Canada à se conformer à l'objectif du Protocole de Kyoto, c'est-à-dire, la réduction des GES à un niveau inférieur de 6% par rapport à celui de 1990 avant 2012, le Gouvernement du Canada (2002) a plafonné le prix à 15\$/tonne d'émission de GES en équivalent CO₂. Ceci ajouterait 0.73¢/kWh pour de l'électricité produite à partir du gaz naturel⁷. Ce serait le coût à supporter pour prendre en compte les émissions de GES associées à la production d'électricité par cette filière. Cette hausse du coût favorise les autres filières qui émettent peu ou pas de GES. C'est l'écart approprié à prendre en compte dans une perspective de minimisation des coûts non seulement de l'approvisionnement en électricité mais aussi de rencontrer l'objectif du Protocole de Kyoto. L'imputation d'un écart plus grand implique un coût plus élevé pour la réduction des émissions de GES, donc une plus faible réduction pour l'effort consenti.

Conclusion

Selon les informations présentées ci-haut, il y a maintenant convergence entre les coûts du développement des nouveaux sites hydroélectriques au Québec, le coût de l'alternative la moins coûteuse qui est le gaz naturel, le coût d'un kWh épargné par l'efficacité énergétique, le prix du marché de gros chez nos voisins et le prix sur le marché de gros au Québec. Par contre, les prix payés par les usagers québécois ne reflètent pas cette convergence et il s'ensuit une incohérence dans les décisions prises par les usagers d'une part et celles des personnes ou groupes intéressés à l'approvisionnement, incluant l'efficacité énergétique, d'autre part. Établir la cohérence entre des différents décideurs est une source d'accroissement de la richesse collective pour les Québécois. Les impacts des hausses de tarifs qui en résulteraient pourraient être atténués pour les ménages à revenus modestes par des mesures appropriées basées soit sur les tarifs soit sur la fiscalité.

⁷ 1.46¢/kWh pour le charbon. Voir Bernard, Clavet et Ondo (2004).

Tableau 1

Consommation d'électricité par secteur TWh (%)

Année	Résidentiel	Commercial	Industriel	Total
1995	50.8 (31.2)	31.5 (19.3)	80.4 (49.3)	163.0 (100.0)
2001	52.8 (29.9)	32.7 (18.5)	90.8 (51.4)	176.6 (100.0)
Taux de croissance annuel en (%)	0.64	0.62	2.02	1.34

Source : Gouvernement du Québec, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, *L'énergie au Québec*, édition 2003, (2004).

Tableau 2

Puissance disponible par source d'énergie MW (%)

Année	Hydraulique	Thermique	Nucléaire	Éolienne	Total
1995	37 396 (94.2)	1 644 (4.1)	675 (1.7)	-	39 714 (100.0)
2001	37 827 (93.4)	1 898 (4.7)	675 (1.7)	100 (0.2)	40 500 (100.0)
Taux de croissance annuel (%)	0.2	2.4	0.0	-	0.3

Source : Gouvernement du Québec, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, *L'énergie au Québec*, édition 2003, (2004).

Tableau 3 : Ventes et achats hors Québec - Données historiques 1995-2003

Années		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Ventes (Exportations)	TWh	23,9	18,9	15,2	18,5	22,9	22,0	15,5	15,9	9,6
	M\$	637	588	596	810	953	1287	1132	1094	849
	¢/kWh	2,7	3,1	3,9	4,4	4,2	5,8	7,3	6,9	8,8
Achats (Importations)	TWh	2,1	2,4	2,5	4,6	4,3	4,7	4,9	3,3	5,6
	M\$	30	42	54	179	171	294	286	122	253
	¢/kWh	1,5	1,8	2,1	3,9	3,9	6,2	5,8	3,7	4,5
Sorties nettes des réservoirs	TWh	21,9	16,5	12,7	13,9	18,5	17,3	10,6	12,6	4,0
	M\$	607	546	542	631	783	993	847	972	596
	¢/kWh	2,8	3,3	4,3	4,5	4,2	5,7	8,0	7,7	15,1
Transactions dans les marchés hors Québec										
Achats/reventes	TWh	Non significatif avant 1998			0,1	1,3	14,9	25,9	37,2	5,2
Chiffre d'affaires	M\$	Non significatif avant 1998			2	62	1066	1893	2310	427

Source : Hydro-Québec Production, décembre 2004

Tableau 4

Projets en construction

	Coût du projet incluant transport (M\$)	MW	TWh	¢/kWh
--	---	----	-----	-------

Hydraulique

Grand-Mère (ajout)	506	81	0.2	4.35
Toulnostouc	1080	526	2.7	3.60
Mercier	145	51	0.3	4.35
Eastmain-1	2300	480	2.7	7.66
Péribonka	1351	385	2.2	5.32

Eolien

Rivière du Loup	300	200	0.63	6.21
Gaspésie	2000	1000	3.20	7.36

Gaz naturel

Bécancour	500	507	4.0 a) 2.7 b)	5.7 6.3
-----------	-----	-----	------------------	------------

Projets à l'étude

Hydraulique

Eastmain 1A et dérivation Rupert	3000	770	7.7	3.50
Rapide des cœurs et Chutes Allard	722	138	0.9	7.22
La Romaine	6624	1500	7.5	7.94

Sources pour le coût (M\$), la puissance (MW) et l'énergie (TWh) :

Gouvernement du Québec, Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs,
Le secteur énergétique au Québec, Contexte, enjeux et questionnements, 2004.

Calcul des coûts :

Taux d'escompte : 0.075

Vie économique (ans) : hydraulique (50), éolien (25), gaz naturel (35)

Coût fixe d'opération : 2.2% du coût du projet

Le coût des projets éoliens n'inclut pas le coût spécifique du transport. Cependant, 1.3¢/kWh est ajouté au coût par kWh comme calculé par Hydro-Québec pour le projet Gaspésie.

Aucun coût d'équilibrage n'est ajouté au coût de l'éolien. Ce coût est estimé à 0.9¢/kWh pour le projet Gaspésie.

Facteur d'utilisation de l'éolien : 36.6% comme estimé pour le projet Gaspésie.

a) Facteur d'utilisation : 90.0%

b) Facteur d'utilisation : 60.0%

Tableau 5 : Prix du marché (¢ US/kWh, sauf Ontario - ¢ CA/kWh)

	2005	2006	2007	2011 (estimé HQP)
PJM – Western Hub	5,82	5,43	5,23	5,75
New York – Zone A	5,85	5,56	n.d.	5,75
Nouvelle-Angleterre _ Mass Hub	7,00	6,55	6,35	6,75
Ontario (¢/ CA/kWh)	6,95	6,93	n.d.	7,50
Source : 2005-06-07 : Megawatt Daily, jeudi 7 octobre 2004, page 4. – heures de pointe quotidienne du marché (16 heures par jour – 7h-23h, jours de semaine, 12 mois) ; 2011 : Hydro-Québec Production – estimé interne.				

Source : Hydro-Québec Production, décembre 2004

Références

Bernard, J.-T., F. Clavet et J.C. Ondo. « Electricity Production and CO₂ Emission Reduction : Dancing at Different Tunes across the Canada U.S. Border », *Canadian Public Policy/Analyse de Politiques*, Vol. xxx, no 4, décembre 2004, pp. 401-427.

Gouvernement du Canada. *Plan du Canada sur les changements climatiques*, 2002. Disponible à www.changementsclimatiques.gc.ca

Gouvernement du Québec. Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs. *Le secteur énergétique au Québec : Contexte, enjeux et questionnements*, 2004, 68 pages.

Gouvernement du Québec. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, *L'énergie au Québec, édition 2003*, 2004.

Hydro-Québec. *Plan stratégique 2004-2008*, Octobre 2003, 220 pages.

Hydro-Québec. *Rapport annuel 2003*, 2004.

Hydro-Québec Production. *Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert*, Étude d'impact sur l'environnement, Volume 1, décembre 2004.

Régie de l'énergie. *Avis de la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du Suroît*, R-3526-2004, 30 juin 2004, 150 pages.