



HELIOS

*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

## **Commentaires sur les prix disponibles sur les marchés d'exportation d'Hydro-Québec Production**

**par Philip Raphals**

**pour l'Association québécoise des  
consommateurs industriels d'électricité**

**le 27 août 2007**



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLEAU DE MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Modélisation du marché du gros de l'électricité du Nord-Est américain .....</b>	<b>1</b>
1.1	Introduction.....	1
1.2	Description de l'étude .....	2
1.3	Résultats .....	3
<b>2</b>	<b>La relation historique entre les volumes d'électricité exportés et le prix moyen obtenu .....</b>	<b>6</b>
2.1	Introduction.....	6
2.2	Analyse.....	7

# 1 Modélisation du marché du gros de l'électricité du Nord-Est américain

## 1.1 Introduction

Le Québec mise fort sur les marchés en exportation d'électricité. La Stratégie énergétique du Gouvernement du Québec et le Plan stratégique d'Hydro-Québec qui le reflète envisagent l'investissement de plusieurs milliards de dollars pour développer de nouvelles sources de production d'électricité au Québec, afin d'augmenter de façon très substantielle le volume d'électricité disponible pour vente sur les marchés externes.

À l'opposé des initiatives des années 90, ces ventes ne se feront pas par le biais de contrats de long terme, avec des termes et prix qui sont fixés en avance. Avec la restructuration des marchés d'électricité dans la plupart des juridictions qui nous entourent (dont New York, la Nouvelle Angleterre et l'Ontario), les transactions du marché du gros en électricité se font maintenant surtout sur un marché de court et très court terme. En fait, sur ces marchés, un contrat « de long terme » est maintenant un contrat de trois à cinq ans, plutôt que des contrats de 20 à 50 ans qui ont été négociés dans les décennies antérieures.

Dans l'époque pré restructuration, la méthodologie d'évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement était claire, les revenus futurs étant connus. Dans le contexte d'un marché de court terme, cependant, il n'y a aucune garantie quant aux revenus futurs. Comme dans toute autre industrie de production d'une commodité, le bien-fondé d'un investissement reste sur une estimation des prix du marché futurs.

Plus spécifiquement, dans le contexte de la Stratégie énergétique et du Plan stratégique, qui prévoient la mise en place de plusieurs grandes centrales hydroélectriques, pour lesquelles le délai d'approbation et construction serait d'environ dix ans et la durée de vie de 40 à 50 ans, ces investissements seront amortis et rentabilisés par des revenus sur le marché court terme d'électricité entre 2015 et 2055, sinon plus. À cela s'ajoute la thèse avancée par certains qu'il serait plus rentable d'exporter les volumes d'électricité aujourd'hui consacrés aux industries énergivores. Toute analyse du bien-fondé de ces choix dépend d'une estimation des prix futurs dans ces marchés.

Dans ce contexte, il est plus que surprenant que le débat public entourant ces questions ne fasse aucune référence aux prévisions à long terme des marchés énergétiques. Paradoxalement, cela

semble être la conséquence de deux perceptions contradictoires. D'une part, on reconnaît que les facteurs qui influencent les marchés sont tellement complexes qu'il est illusoire de croire qu'une prévision de ces marchés à long ou à très long terme pourrait être crédible. D'autre part, et en même temps, on semble croire qu'il est tellement évident que les prix des biens énergétiques monteront sans cesse qu'il n'est même pas nécessaire de faire des prévisions détaillées.

Ainsi, dix ans de débat public sur la rentabilité de la construction des centrales hydroélectriques à vocation commerciale ont pu se faire en l'absence de toute prévision détaillée sur les marchés concernés. Il est peut-être surprenant d'apprendre que des prévisions de ce type sont préparées régulièrement par des firmes spécialisées. L'accès aux résultats de ces études se limite généralement à ceux qui l'ont payé.

Toutefois, depuis quelques années, une vingtaine de services publics américains se sont regroupés pour commanditer des prévisions long terme des marchés d'électricité et de gaz pour la Nouvelle Angleterre, sur une base annuelle. Le but est de déterminer les coûts évités que ces services publics utiliseront afin de concevoir leurs programmes d'efficacité énergétique. La plupart des services publics commanditaires utilisent donc les résultats à l'interne, mais quelques-uns rendent publique l'étude au complet, selon leurs politiques de transparence.

Dans cette première partie, nous décrirons ces prévisions par rapport à l'évolution prévue du marché d'électricité de la Nouvelle-Angleterre.

## ***1.2 Description de l'étude***

Un consortium de services publics de la Nouvelle Angleterre mandate périodiquement des consultants pour faire état des coûts évités dans la région. Ces coûts évités sont utilisés par chacune de ces sociétés dans l'élaboration et l'analyse de ses programmes d'efficacité énergétique.

Depuis la restructuration du marché d'électricité régional sur une base concurrentielle, ces coûts évités ne sont plus basés sur des estimations des coûts futurs de production d'électricité, mais plutôt sur des prévisions des prix de marché futurs. En 2005, cette étude a été confiée à ICF Consulting, faisant appel à sa modélisation détaillée des systèmes régionaux de fourniture de gaz naturel et d'électricité. L'étude 2006 (comme celui de 2004) a été préparé par Synapse Energy Economics Inc., de Cambridge (Massachusetts).

Les commanditaires de cette étude, connus comme le Avoided Energy Supply Component (AESC) Study Group, incluent un grand nombre de services publics de Massachusetts, New Hampshire, Vermont, Rhode Island, Connecticut et Maine.

Plus précisément, les sociétés commanditaires de cette étude incluent : Berkshire Gas Company, KeySpan Energy Delivery New England (Boston Gas Company, Essex Gas Company, Colonial Gas Company, et EnergyNorth Natural Gas, Inc.), Cape Light Compact, National Grid USA, New England Gas Company, NSTAR Electric & Gas Company, New Hampshire Electric Co-op, Bay State Gas and Northern Utilities, Northeast Utilities (Connecticut Light and Power, Western Massachusetts Electric Company, Public Service Company of New Hampshire, et Yankee Gas), Unitil (Fitchburg Gas and Electric Light Company et Unitil Energy Systems, Inc.), United Illuminating, Southern Connecticut Gas et Connecticut Natural Gas. D'autres membres du groupe incluent les États de Maine et du Vermont, Connecticut Energy Conservation Management Board, Massachusetts Department of Public Utilities, Massachusetts Division of Energy Resources, Massachusetts Low-Income Energy Affordability Network (LEAN) ainsi que d'autres ONG de cette État, New Hampshire Public Utilities Commission, et la Rhode Island Division of Public Utilities and Carriers.

### **1.3 Résultats**

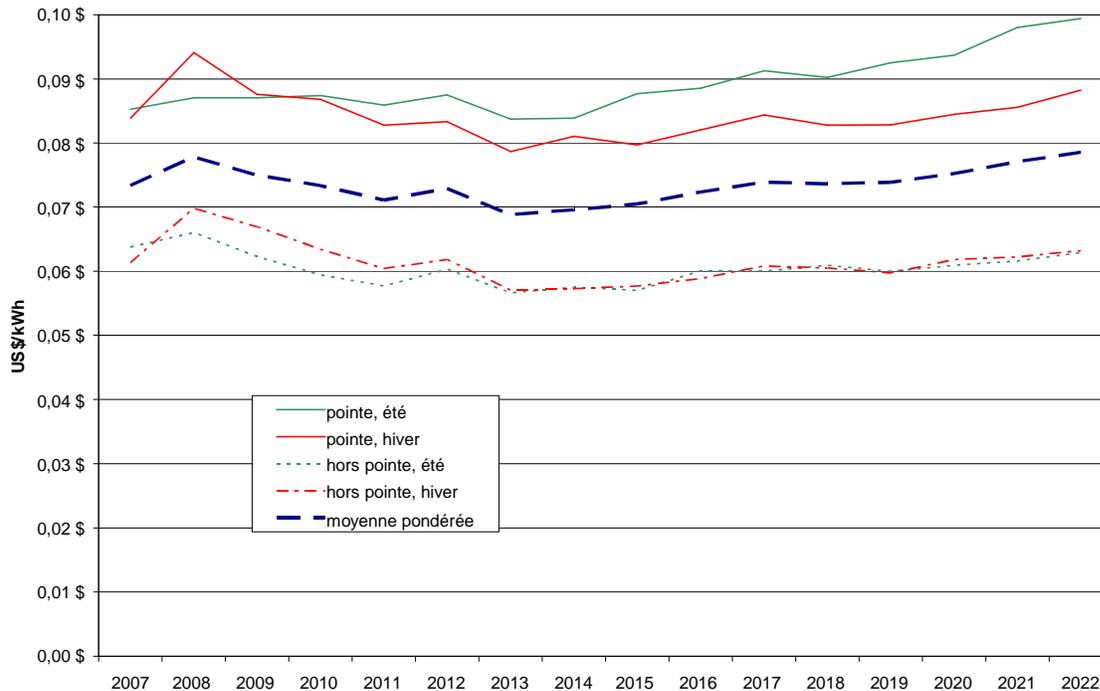
Les prévisions de Synapse couvrent quatre catégories de ventes — pointe et hors pointe, été et hiver<sup>1</sup>. Nous avons regroupé ces prévisions dans une moyenne pondérée, en fonction du nombre d'heures en chaque catégorie, qui représente donc le coût évité pour une charge constante.

Le graphique suivant indique les coûts évités pour le Massachusetts pour les années 2007 à 2022, selon les résultats des modèles. Les valeurs sont indiquées en dollars constants de 2007.

---

<sup>1</sup> La période de pointe est définie comme de 6h à 22h de lundi à vendredi; l'été inclut les mois de mai à août.

Prévisions prix d'électricité en Massachusetts



Selon ces prévisions, les prix baisseront dans chacun des quatre marchés de 2008 à 2013, avec des diminutions de 18 à 21% en hiver. Après, une légère croissance est prévue pour la prochaine décennie, surtout aux heures de pointe en été.

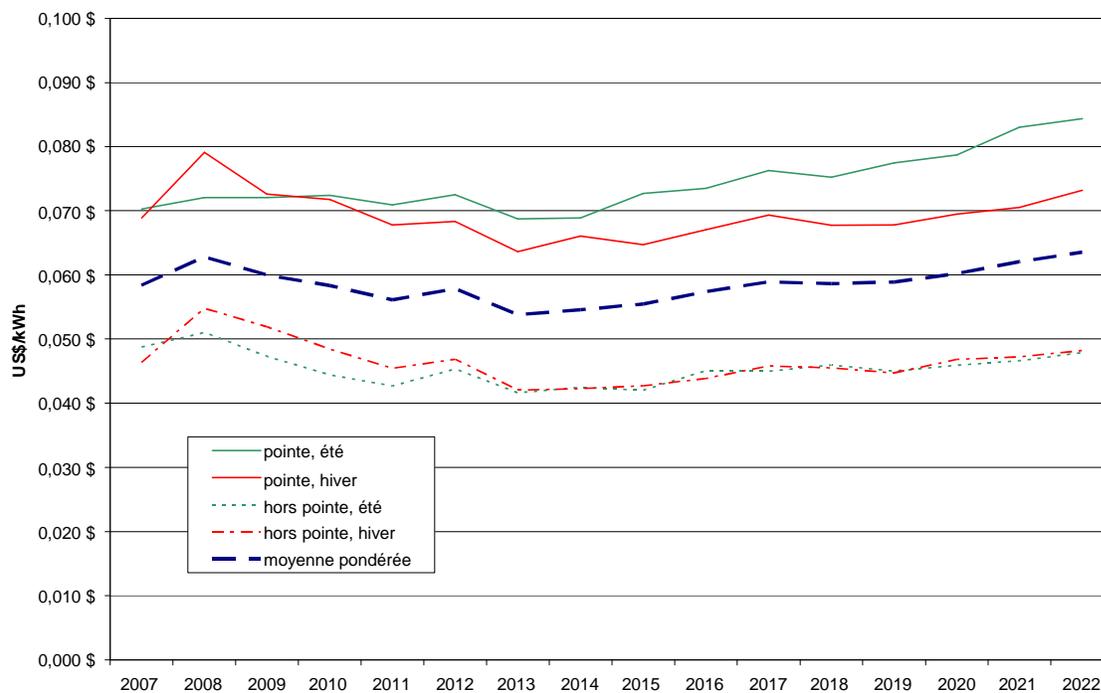
Il est intéressant de noter qu'une augmentation des prix en termes réels est prévue seulement pour les heures de pointe en été. Pour les autres périodes, les prix à long terme demeurent similaires aux prix de 2007. C'est ainsi que, pour la prévision pondérée, le prix en 2022 est au même niveau que celui de 2008<sup>2</sup>.

Il importe de souligner que les prévisions sont du *market clearing price*, qui tient compte implicitement des coûts de production et de congestion ainsi que des pertes de transport à la marge, aux États-Unis. Pour estimer la valeur d'une kWh pour un exportateur au Québec il faut également soustraire du *market clearing price* le tarif de transit sur le réseau NEPOOL

<sup>2</sup> Le « bump » en 2008 est dû aux [ ] prévus du marché de gaz naturel.

(US\$4,03/MWh), le tarif de transit de TransÉnergie (CA\$8,32/MWh) et les pertes sur le réseau TransÉnergie (US\$3,36/MWh)<sup>3</sup>. Ces coûts additionnels ont donc l'effet de réduire les prix de vente pour HQP par environ US\$15/MWh. Ainsi, les revenus prévus de la vente additionnelle d'énergie de base seront moins que US\$65/MWh (CA\$68/MWh, au taux de change actuel), comme l'indique le graphique suivant.

Prévisions prix d'électricité en Massachusetts, tenant compte des tarifs de transport



Comme avec toute prévision, il y a beaucoup d'incertitude ainsi que la possibilité que d'autres modèles donneraient des résultats différents. Toutefois, il importe de souligner que le scénario de référence retenue par Synapse est **plus pessimiste** quant à les coûts des approvisionnements futurs de gaz naturel que le scénario de référence de l'Annual Energy Outlook 2007 du gouvernement américain. Les prévisions du prix de gaz naturel, et donc de l'électricité, qui en

<sup>3</sup> Régie de l'énergie, Décision D-2007-13 (26 février 2007), Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production (R-3624-06), pages 10 et 20.

découlent sont donc **plus élevé** que le scénario de référence de l'AEO. Il s'agit donc d'une prévision relativement **optimiste** quant aux prix d'exportation de l'électricité québécoise.

## 2 La relation historique entre les volumes d'électricité exportés et le prix moyen obtenu

### 2.1 Introduction

Les prix obtenus par Hydro-Québec pour ses ventes d'électricité sur les réseaux voisins (« ses exportations ») varient en fonction de plusieurs paramètres. Une partie de ces ventes est faite en fonction des contrats de long terme, avec des prix fixés par contrat. Le volume de ces ventes est limité à environ 2 TWh par année. La plupart des revenus tirés de l'exportation d'électricité vient des marchés de court terme, soit des ventes bilatérales, soit des ventes auprès des bourses de New York, New England et l'Ontario.

Au fil des ans, les volumes d'électricité exportée par Hydro-Québec ont beaucoup varié. Le but de l'analyse qui suit est de déterminer si l'on peut observer une relation quelconque entre les volumes d'électricité exportés et les prix moyens obtenus.

Les prix sur ces bourses varient constamment en fonction d'un mécanisme bien connu qui fixe le *market clearing price* au prix du dernier MW requis pour combler la demande à un moment donné. Ainsi, l'opérateur du marché dresse une courbe de l'offre pour chaque heure, indiquant le nombre de MW offert en fonction de leurs prix. Plus la demande est élevée, plus l'opérateur du marché doit avoir recours à des offres plus dispendieuses pour la combler, et plus le *market clearing price* sera élevé.

Ce système a été conçu, notamment, pour inciter les producteurs à offrir leur énergie à leur coût marginal d'opération. Si le coût marginal d'opération d'un producteur est de 4¢, il aura l'intérêt à offrir son énergie à 4,1¢, même si son coût complet est beaucoup plus élevé. Toutefois, un producteur hydroélectrique comme Hydro-Québec qui, à l'encontre d'un producteur thermique, peut reporter la vente d'une kWh, aura plutôt tendance à fixer le prix de son offre en fonction de son estimation du coût d'opportunité, soit de son estimation des prix futurs. Ainsi, la décision d'Hydro-Québec de vendre dépend de ses propres prévisions des prix futurs du marché ainsi que de l'état de ses réservoirs. Cela dit, en temps réel, l'énergie hydraulique fonctionne généralement comme un *price taker*, c'est-à-dire qu'elle est offerte à la bourse à bas prix, le

vendeur acceptant le prix horaire de la bourse, fixé par l'unité de production thermique à la marge.

Il découle nécessairement de ce système que, toute autre chose égale pour une heure donnée, plus l'offre d'électricité à bas prix augmente moins y a-t-il besoin d'avoir recours à des énergies dispendieuses, et moins le *market clearing price* sera élevé.

C'était pour évaluer les impacts globaux des ventes additionnelles du Québec sur les prix du marché new-yorkais que HQ-Distribution a octroyé un mandat à Energy Security Analysis inc. en février 2007. Selon ESAI, une injection constante de 600 MW à ce marché ferait diminuer les prix par 2,81 \$/MWh en moyenne pondérée. Aux heures de pointe, la réduction de prix montait à 13,74 \$/MWh dans la zone ouest, et à 21,61 \$/MWh dans la zone nord<sup>4</sup>.

## 2.2 Analyse

Les marchés externes sont très complexes, et Hydro-Québec participe dans ces marchés de multiples façons. De toutes ces transactions, seulement quelques chiffres agrégés sont rendus publics par la société d'État. Malheureusement, les catégories d'information rendues publiques ne se prêtent pas nécessairement aux analyses voulues.

Les sources principales pour ce type d'analyses sont les Rapports annuels d'Hydro-Québec et les différents documents déposés devant la Régie d'énergie.

La nature et la présentation des informations dans les Rapports annuels d'Hydro-Québec ont varié d'année en année, ce qui complique encore une fois les analyses interannuelles. Chaque année, le Rapport annuel indique les volumes et la valeur des ventes externes, ventilée entre les ventes court terme et les ventes long terme. Toutefois, il importe de souligner que ces chiffres incluent l'ensemble des transactions d'Hydro-Québec et de ses filiales<sup>5</sup>. Elles incluent donc notamment les ventes de H.Q. Energy Services (U.S.), qui s'occupe non seulement de vendre

---

<sup>4</sup> Lettre de Energy Securities Analysis, Inc. à M. Gilles Côté, Hydro-Québec Distribution, datée du 12 février 2007, déposée comme HQD-3, doc. 2.5.1 au dossier R-3624-2007 de la Régie de l'énergie. Quoique la Régie n'a pas été impressionnée par le rigueur de cette analyse, le principe qu'elle illustre est indiscutable.

<sup>5</sup> Les ventes à l'extérieur du Canada et des Etats-Unis sont indiquées séparément.

l'énergie produite au Québec, mais aussi d'acheter et de vendre de l'énergie et des dérivés sur le marché américain.

Ainsi, les ventes rapportées dans les Rapports annuels sont composées de trois types de ventes :

- les ventes nettes, c'est-à-dire l'énergie produite au Québec et exportée,
- les transactions achat-revente, où Hydro-Québec achète de l'électricité à un moment pour le revendre plus tard. Il importe de souligner qu'il s'agit de deux transactions distinctes. L'achat est fait par HQ Production pour desservir ses obligations patrimoniales envers HQ Distribution; la vente subséquente est une vente en exportation d'HQ Production, qui ne se distingue pas des ventes de la première catégorie.
- les ventes aux États-Unis, dont la source est également aux États-Unis, avec ou sans livraison physique. Une telle transaction ne fait aucunement appel au réseau de transport d'Hydro-Québec ni aux interconnexions.

Après 1997, quand Hydro-Québec a arrêté de rendre publiques des statistiques détaillées de ses opérations, il est devenu très difficile de décortiquer ces différents types de ventes. Toutefois, depuis 2003, les Rapports annuels incluent un tableau (généralement à la page 10) qui indique, pour des périodes de cinq ans, les « sorties nettes des réservoirs » et la « contribution nette » de ces ventes aux revenus nets de l'entreprise. Les Rapports annuels 2003 à 2006 nous donne donc une série de chiffres comparables allant de 1999 à 2006. En divisant le volume des sorties nettes des réservoirs par la contribution nette qu'elles produisent, on peut donc obtenir une mesure du prix moyen obtenu sur les marchés d'exportation pour les kWh produites au Québec et vendues en exportation.

**Tableau 1**

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sorties nettes des réservoirs	TWh	18,5	17,3	10,6	12,6	4	1,5	6,7	7
Contribution nette	M \$	783	993	847	971	596	384	830	814
Prix moyen	\$/MWh	\$42,3	\$57,4	\$79,9	\$77,1	\$149,0	\$256,0	\$123,9	\$116,3

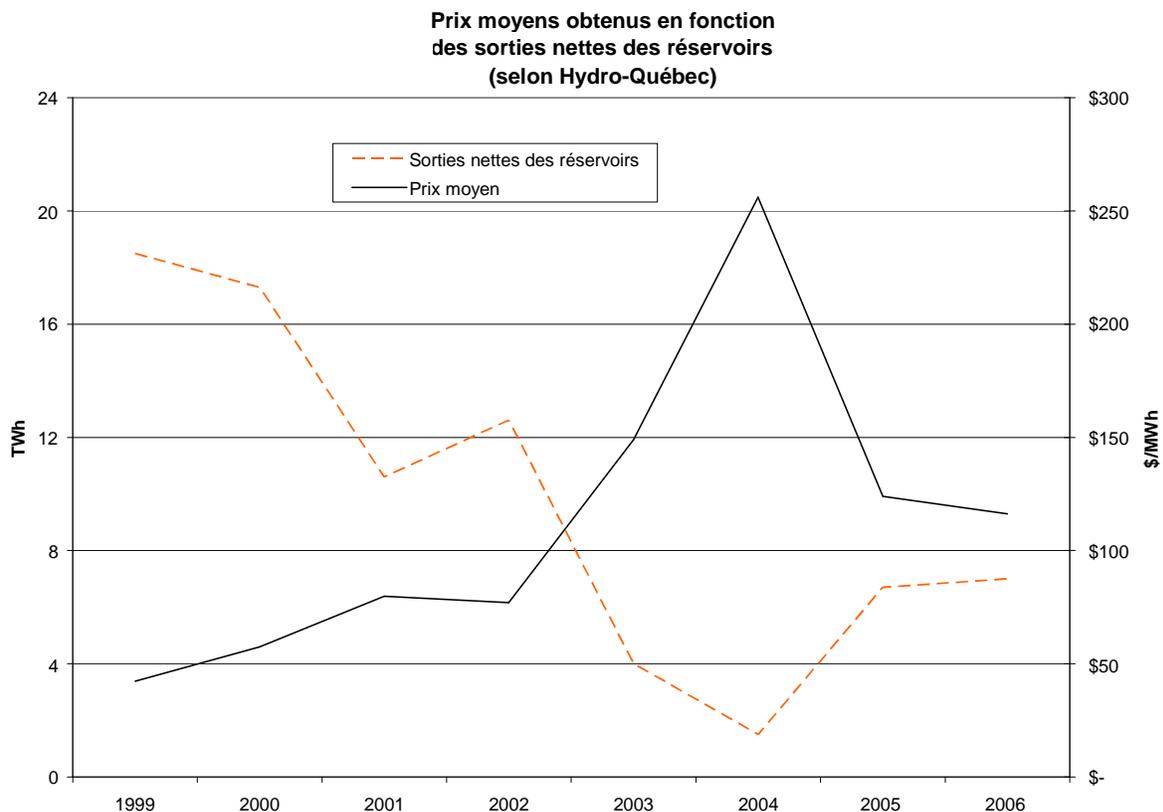
Dans une publication récente<sup>6</sup>, Hydro-Québec a fourni ces mêmes données à partir de 1995, comme suit :

---

<sup>6</sup> Centrale de l'Eastmain-1-A et dérivation Rupert – Rapport d'impact sur l'environnement, page 2-10.

	1995	1996	1997	1998
<b>TWh</b>	21,9	16,5	12,7	13,9
<b>M \$</b>	607	546	542	631
<b>\$/MWh</b>	\$ 27,7	\$ 33,1	\$ 42,7	\$ 45,4

Ces données permettent de voir les prix moyens obtenus en fonction des sorties nettes des réservoirs de 1996 à 2006, comme suit :



Ce graphique démontre que, depuis plus que 10 ans, les prix obtenus par HQ Production pour ses ventes en exportation varient inversement avec le volume exporté. Autrement dit, plus le volume d'exportations par année est élevé, moins l'est le prix moyen de vente.

En 2004, lorsque les exportations nettes n'étaient que 1,5 TWh, le prix moyen en exportation était plus que 25¢/kWh, selon les données d'Hydro-Québec. En 2005, lorsque le volume d'exportations nettes s'est accru à 6,7 TWh, le prix moyen est tombé à 12,4¢/kWh. Ce prix est

bien sûr beaucoup plus élevé que celui obtenu en 1995, lorsque les exportations ont atteint les 22 TWh et le prix moyen était en dessous de 3¢/kWh.

Il y a en fait rien à surprendre dans cette relation inverse. Depuis la fin de la décennie 1990-2000, Hydro-Québec a exécuté de plus en plus des transactions d'achat-revente, se bénéficiant de la restructuration des réseaux électriques du Nord-Est. Maintenant, de très grands volumes d'électricité sont transigés sur les marchés horaires, où le prix varie en fonction de l'interaction entre la demande et les courbes de l'offre. Lorsque des prix sont bas (comme dans la nuit), HQP importe de l'électricité pour desservir la demande d'HQ Distribution (en fonction du contrat patrimonial), en épargnant l'eau qu'il aurait autrement turbinée à cette fin. Lorsque les prix se remontent, il peut alors turbiner l'eau emmagasinée, pour exportation.

Avec ce type de transaction, et en focussant ses ventes sur les heures de plus haut prix, HQP peut réaliser des profits très importants sans — à la limite — aucune exportation nette d'électricité. Si, par contre, il entend exporter des volumes importants, il doit inévitablement faire distribuer ces ventes sur un nombre plus grand d'heures. À titre d'exemple, la vente de 15 TWh dans une année implique la vente, en moyenne, de 2 000 MW par heure, ou 4 000 MW si l'on se limite aux heures de pointe<sup>7</sup>.

Il est bien sûr possible, jusqu'à un certain point, d'augmenter les ventes pendant les heures de très haut prix. Toutefois, la capacité des interconnexions étant limitée, plus que le volume total des exportations augmente, plus la proportion de ces ventes hors des heures de très haut prix doit augmenter.

**Il en découle que, toute autre chose étant égale, lorsque le volume d'exportations augmente, le prix unitaire en obtenu doit nécessairement diminuer. On ne peut donc pas présumer qu'une augmentation massive des exportations d'Hydro-Québec produira une augmentation aussi massive dans ses revenus.**

Cette analyse se base sur les chiffres avancés par Hydro-Québec pour la « contribution nette » des sorties nettes des réservoirs. La méthodologie utilisée par la société d'État pour déterminer cette « contribution nette » n'est pas expliquée dans les Rapports annuels. Toutefois, dans le cadre de l'audience de la Régie de l'énergie sur le projet Suroît, Hydro-Québec a expliqué que la

---

<sup>7</sup> Dans ce contexte, l'expression « heures de pointe » fait référence à l'ensemble des heures entre 8h et 22h de lundi à vendredi, et non seulement aux heures « de fine pointe ».

contribution nette associée aux sorties de réservoirs pour les activités court terme hors Québec est établie en soustrayant les achats d'électricité court terme dans les marchés hors Québec des ventes d'électricité court terme dans ces mêmes marchés<sup>8</sup>.

Cette méthodologie crée cependant une certaine distorsion dans les prix. En soustrayant le *coût* des achats au lieu des *revenus* résultant de leur revente, cette méthode a l'effet d'attribuer aux sorties nettes des réservoirs l'ensemble des profits découlant des transactions d'achat-revente. Ces transactions étant rentables en soi, même en l'absence de toute exportation nette, cela a l'effet d'exagérer les bénéfices reliés aux exportations nettes, ce qui explique en partie les valeurs très élevées rapportées pour les années 2003 à 2006, allant jusqu'à 25¢/kWh.

Il serait, selon nous, plus logique d'évaluer les prix obtenus sur les marchés d'exportation en divisant les revenus d'exportations totales (en excluant les transactions ayant lieu exclusivement hors Québec) par les volumes de ces mêmes exportations totales (incluant les sorties nettes des réservoirs ainsi que les achats-reventes). Ce prix moyen d'exportation s'appliquerait tant aux sorties nettes des réservoirs qu'aux achats-reventes. (La rentabilité de chaque type de transaction dépendra évidemment aux coûts de production ou d'achat, le cas échéant.)

Calculé de cette façon, le prix moyen en 2004 serait de 12¢ (au lieu de 25¢) le kWh, et celui de 2006 serait de 8¢ (au lieu de 12¢). Toutefois, la relation inverse notée ci-dessus entre le volume et le prix tient toujours, quoiqu'elle est un peu moins marquée, comme le démontre le graphique sur la prochaine page.

**On peut en conclure que, à moins d'augmenter la capacité d'exportation aux heures de pointe, la relation inverse observée entre les volumes d'exportations et leur prix moyen continuera à se faire sentir dans l'avenir.**

---

<sup>8</sup> Régie de l'énergie, R-3624-04, HQ-3, document RNCREQ, pages 29-30.

Prix moyens obtenus en fonction  
des exportations totales

