

---

*The government of Quebec is presently holding a public debate on the province's future energy policy. Encouraging new energy sources is one of the options to be examined. Wind power is considered as one of the most promising "new" sources available. The object of this communication is to determine whether wind energy can play an important and profitable role in the province's electricity supply, essentially composed of hydroelectric power. Treating the output from a complex of wind farms as negative load, we specify the energy value and capacity value of this complex. The estimations are then used in a cost-benefit analysis applicable to Hydro-Québec. We conclude that wind energy is still economically unattractive. Expected losses to the provincial corporation vary between 40-47% of the global costs of the complex for a conservative cost scenario and 18-32% for an alternative cost scenario. However, moderate reductions in the costs of wind energy technology would be sufficient to render a well-situated wind farm economically viable.*

*Le gouvernement québécois tient présentement un débat public sur la politique énergétique de la province. Parmi les options figure le développement de nouvelles sources d'énergie, dont l'une des plus prometteuses semble être l'énergie éolienne. L'objectif de cet article est de déterminer si la filière éolienne peut occuper une place importante et surtout rentable dans l'offre d'électricité de la province, constituée essentiellement d'énergie hydroélectrique. Traitant la production d'un complexe éolien comme une charge négative, nous spécifions la valeur en énergie et la valeur en puissance de ce complexe. Les estimations sont ensuite utilisées dans une analyse coûts-bénéfices applicable à Hydro-Québec. Nous concluons que cette filière n'est pas encore un choix économiquement rentable. Les pertes estimées pour la société d'État varient entre 40-47% du coût global du complexe éolien pour un scénario conservateur des coûts et entre 18-32% du coût global pour un scénario alternatif. Cependant, les coûts de la technologie éolienne pour un parc bien situé sont relativement proches du seuil de rentabilité.*

---

Jean-Thomas Bernard est professeur d'économie et directeur du Groupe de Recherche en Économie de l'Énergie et des Ressources Naturelles, Université Laval. Sylvie Marceau est étudiante de 2e cycle en économie à l'Université Laval.

Des remerciements sont dus à Hydro-Québec pour l'information fournie et à Ressources Naturelles Canada pour l'assistance financière. Nous demeurons seuls responsables des opinions émises.

---

## La rentabilité économique de l'énergie éolienne dans le réseau principal d'Hydro-Québec

JEAN-THOMAS BERNARD  
et SYLVIE MARCEAU

### 1. Introduction

Notre société manifeste une préoccupation accrue à l'égard des conséquences environnementales et économiques d'une forte consommation d'énergie. Présentement, il est très à la mode de parler d'orientations énergétiques "douces." Au Québec, il faut ajouter les préoccupations des autochtones quant à la perturbation de leur société – une conséquence des développements hydroélectriques du Nord québécois.

En novembre 1994, le premier ministre du Québec annonçait la suspension d'un important projet de développement hydroélectrique, Grande-Baleine, dont la renommée s'est répandue même outre-frontières. En mars 1994, le ministre antérieurement responsable des ressources naturelles au Québec, M. Christos Sirros, se prononçait en faveur de l'énergie éolienne. Il semble que, pour plusieurs groupes d'intérêts au Québec, l'énergie éolienne apparaît comme une lueur d'espoir à l'horizon pour réconcilier développement économique et problèmes environnementaux reliés à la consommation d'énergie.

L'objectif de cette étude est de déterminer la place que l'énergie éolienne pourrait occuper dans l'offre d'électricité au Québec dans

une perspective de minimisation des coûts supportés par Hydro-Québec. Nous considérons, premièrement, le contexte dans lequel s'intégrerait cette source. Ensuite, nous présentons une approche simple et opérationnelle qui permet de développer les fondements analytiques de l'intégration de l'énergie éolienne dans un réseau principalement hydroélectrique. L'étude de rentabilité comme telle suit en trois étapes: i) la spécification de la valeur en énergie et de la valeur en puissance de la filière éolienne ii) l'estimation de la production espérée d'un complexe éolien et iii) le calcul des coûts de ce complexe. Enfin, nous concluons en insérant les résultats dans le cadre du débat actuel sur l'énergie au Québec. Sur la base des informations actuellement disponibles, nous trouvons que l'énergie éolienne n'est pas encore rentable pour Hydro-Québec. Les écarts de coûts varient de 2% à 47% selon les hypothèses considérées.

## 2. Contexte énergétique québécois

En 1993, l'électricité occupait 41.8% de la part du marché énergétique du Québec et 94.0% de la puissance totale disponible provenait des centrales hydroélectriques. Des 37 517 MW de puissance installée, 77.6% était directement contrôlé par Hydro-Québec. Lorsqu'on ajoute la contribution des Chutes Churchill, pour laquelle Hydro-Québec possède un contrat de livraison à long terme, ce chiffre s'élève à 80.3% (Ministère des ressources naturelles, 1995).

Le Québec a déjà étudié la possibilité de développer l'énergie éolienne. Entre 1975 et 1994, Hydro-Québec a dépensé 35 millions de dollars (\$1994) en activités de recherche et développement reliées à l'énergie éolienne (Reid *et al.*, 1994). L'urgence de trouver des nouvelles sources d'énergie pour satisfaire la demande québécoise s'est estompée suite à la chute des prix des combustibles depuis 1985, à l'aménagement d'imposants projets hydroélectriques et à une croissance anticipée plus faible de la demande.

L'industrie de l'énergie éolienne a fait de grands pas durant la dernière décennie au niveau des réductions de coût, des augmenta-

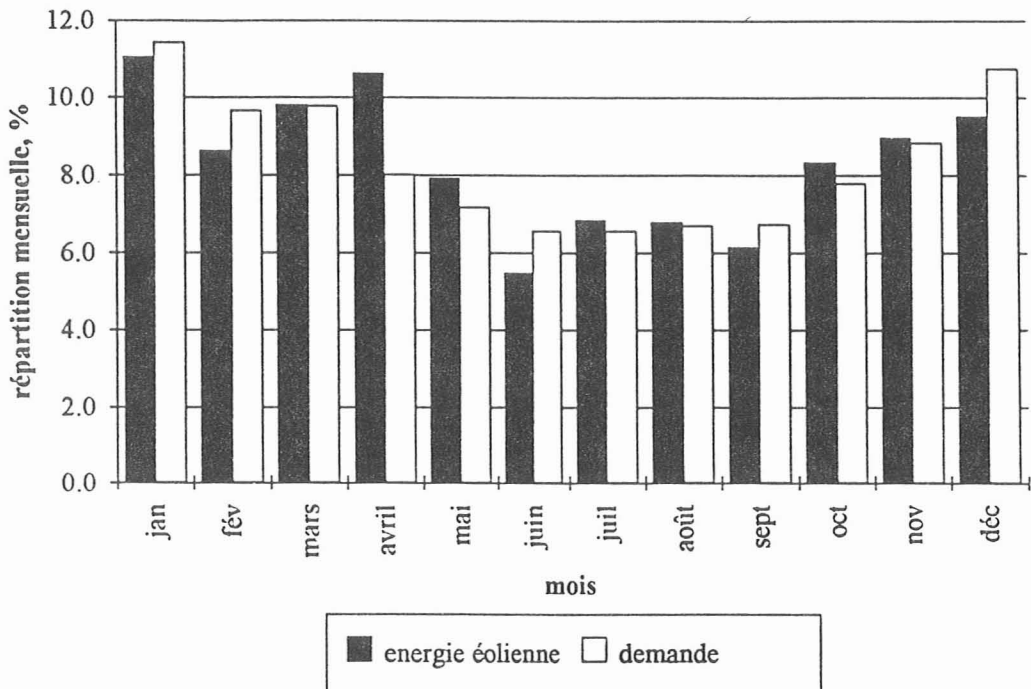
tions de productivité et des améliorations de fiabilité.<sup>1</sup> Elle apparaît de plus en plus fréquemment dans les débats publics québécois. Outre l'intérêt soutenu d'Hydro-Québec dans le jumelage éolien-diesel pour ses réseaux autonomes, la société d'État a récemment signé des contrats d'achat avec des producteurs privés pour de l'électricité qui sera produite par des parcs de 5 MW aux Iles-de-la-Madeleine, 4 MW à Cap Chat et 100 MW en Gaspésie (les sites exacts sont à préciser).

Afin de comprendre l'intérêt manifesté pour l'énergie éolienne au Québec en ce moment, il est utile de noter trois caractéristiques de l'offre actuelle d'électricité dans cette province. Premièrement, les pointes et les creux de la demande durant l'année sont dus largement aux besoins de chauffage résultant des variations climatiques; la climatisation, par l'intermédiaire des exportations destinées à cet usage, n'a pas d'influence significative à ce niveau. Deuxièmement, les apports hydrauliques varient inversement avec la demande, et ils doivent être contrôlés par des réservoirs d'accumulation. De plus, les déficits d'hydraulicité sont coûteux pour la société d'État. Le graphique 1 montre la corrélation existant entre la répartition mensuelle des besoins énergétiques au Québec et la production d'énergie éolienne. Comme on peut le constater, les mois les plus venteux, donc qui fourniraient le plus d'énergie à un complexe éolien, sont également ceux pour lesquels la demande énergétique est la plus forte. Puisque cette coïncidence augmente la probabilité que le système puisse rencontrer la demande aux moments critiques, la filière éolienne augmenterait la fiabilité du réseau.

Finalement, les centrales hydroélectriques exigent une longue période de construction. Les surplus suivant la mise en service des centrales peuvent entraîner des pertes économiques pour la compagnie si elle ne réussit pas à les écouler sur le marché de court terme. La flexibilité de développement de l'énergie éolienne est donc un aspect technique additionnel qui rend cette filière intéressante par rapport à l'hydroélectricité. Le fait que quelques méga-

---

1/ Voir, par exemple, Gipe (1991).



Graphique 1: Répartition de l'énergie fournie et de la demande

Source: Calculs des auteurs. Voir Marceau (1995), tableau 3.3

watts de puissance éolienne puissent être mis en place dans un bref délai, implique que les déficits de puissance sont rapidement effacés. Il est possible d'augmenter graduellement la taille d'un parc éolien et d'ainsi éviter des surplus significatifs.

### 3. Cadre analytique

Dans cette section, nous soulignons les points généraux de l'intégration de l'énergie éolienne dans un système principalement hydroélectrique. Un traitement plus détaillé se trouve dans Marceau (1995).

#### 3.1 Valeur en énergie

La filière éolienne possède des caractéristiques qui la distinguent des centrales conventionnelles. En particulier, la force motrice d'un parc éolien, le vent, est intermittente. Elle ne peut pas être achetée et mise en réserve comme le carburant, retenue comme l'eau ou prévue avec certitude. De plus, une centrale

éolienne ne peut pas être mise en marche, ajustée et arrêtée au moment voulu si les conditions atmosphériques ne sont pas propices. Par conséquent, sa rentabilité par rapport aux autres sources n'est pas révélée par une simple comparaison des coûts unitaires.

La méthode d'évaluation appropriée exige qu'on considère les fonctions qui sont propres à la source variable pour ensuite calculer les coûts du système de fourniture d'électricité avant l'introduction de cette source avec les coûts d'un système qui inclut cette source. Ceci est l'approche adoptée par bon nombre d'études de simulation sur le sujet.<sup>2</sup> Si la puissance du complexe éolien est faible par rapport à la demande maximale du réseau, une méthodologie coûts-bénéfices de nature marginale peut être appliquée sans perte de validité (Grubb, 1991). C'est l'approche favorisée ici. Les coûts sont les dépenses nécessaires pour aménager un complexe éolien. Les bénéfices

2/ Voir, par exemple, Bossanyi et Halliday (1983) et Grubb (1988).

fices sont mesurés comme la somme des coûts qui n'ont pas à être encourus avec l'utilisation de la filière éolienne, c'est-à-dire les coûts évités en énergie et en puissance.

Puisque le vent ne peut être contrôlé, une compagnie d'électricité accepte la production des parcs éoliens lorsqu'elle est disponible. Ceci lui permet de réduire l'opération des autres moyens de production et d'économiser ainsi le coût variable de ces autres unités. Dans un système thermique conventionnel, les achats de combustibles fossiles forment la plus grande partie des coûts variables. Le principal rôle d'une technologie de remplacement, comme l'éolienne, dans ce type de système serait donc d'économiser le carburant.

Cependant, un système principalement hydroélectrique, comme celui d'Hydro-Québec, consomme une quantité très faible de carburant. Dans ce cas, le rôle de l'énergie éolienne repose sur une relation de complémentarité, proposée initialement par Putnam (voir Koepl, 1981) et reprise par Hightower et Watts (1978), entre les systèmes éolien et hydraulique et la capacité d'entreposage de ce dernier. Lorsque le parc éolien est en opération, une quantité équivalente d'énergie n'a pas à être fournie par la centrale hydroélectrique. L'eau qui aurait été turbinée est conservée pour être utilisée à un autre moment. On dit alors que l'intégration de l'énergie éolienne permettra une meilleure gestion de l'eau des réservoirs.

Cette proposition est rendue opérationnelle en traitant la nouvelle source comme une charge négative sur un système limité en énergie. On se base sur le modèle ricardien présenté dans Bernard (1989) pour prédire les ajustements imposés par l'ajout de systèmes de conversion de l'énergie éolienne (SCEE). Ce modèle décrit un plan optimal d'investissements qui régit le choix des équipements et le développement des sites hydroélectriques. Le programme qui en résulte représente un équilibre de long terme.

Le modèle dynamique prévoit que les sites seront développés successivement dans un ordre croissant des coûts pour assurer que l'énergie et la puissance disponibles soient suffisantes pour combler la demande anticipée

représentée par une courbe de puissances classées.<sup>3</sup> Pour rencontrer une augmentation permanente de la demande, la compagnie peut ajouter un projet qui fournira la puissance et l'énergie nécessaires ou elle peut augmenter la puissance disponible à un site existant en le suréquipant tout en comblant le manque d'énergie au site de base suivant. Un site suréquipé, en opération pendant moins longtemps qu'avant, assumera davantage les fonctions d'une centrale intermédiaire.

La contribution éolienne enlève une partie des besoins à satisfaire par l'hydroélectricité. Un service d'électricité avec une demande et un parc de production donnés pourrait se retrouver avec des surplus d'eau. Il est important, alors, d'élaborer conjointement les différents éléments du nouveau système-turbines à gaz, centrales hydroélectriques et parcs éoliens-conjointement.

En fait, la charge négative se traduit en une réduction du niveau de développement énergétique requis. Dans le contexte dynamique, cette demande réduite sera satisfaite par les sites moins coûteux à développer, ou encore moins d'énergie sera développée à chaque site. C'est-à-dire, soit l'entreprise choisit des sites avec un coût en capital plus faible étant donné la quantité d'énergie (elle suréquipe un site existant sans entraîner une déficience en énergie), soit elle aménage les sites hydroélectriques plus intensivement (elle développe moins d'énergie que prévue dans un plan sans éolien pour une capacité donnée). Ceci se manifeste en une réduction des coûts marginaux de l'énergie hors-pointe entraînant un changement des heures critiques et de la puissance installée à chaque site.

Selon la première option, la compagnie décide de ne pas promouvoir le deuxième site en un site intermédiaire. Le coût marginal de l'équipement servant le bloc de demande intermédiaire demeure celui d'un site moins coûteux. Selon la deuxième option, le coût de produire un kWh additionnel est moins élevé lorsqu'un site fournit une plus petite quantité

---

3/ Voir graphique 2 et la discussion qui l'entoure pour une représentation du concept de courbe de puissances classées.

d'énergie.<sup>4</sup> Ce déplacement des courbes de coûts peut aussi être le résultat d'un "détournement éolien."<sup>5</sup> Un complexe hydro-éolien qui fournit une quantité donnée d'énergie aura un coût unitaire d'énergie plus faible qu'un complexe complètement hydroélectrique capable de fournir la même quantité d'énergie justement parce qu'une quantité moindre d'hydroélectricité sera produite.<sup>6</sup>

Ces ajustements causés par l'introduction de l'énergie éolienne sont illustrés dans le graphique 2. La courbe de puissances classées dénotée CPC<sup>0</sup> représente la demande initiale<sup>7</sup> et  $K_i^0$  indique la puissance disponible de l'équipement de type  $i$  ( $i$ =pointe, intermédiaire, base) avant l'introduction de la source variable. La courbe de puissances classées dénotée CPC<sup>e</sup> représente la demande nette de la production éolienne et  $K_i^e$  indique la puissance disponible de l'équipement  $i$  dans un programme qui a été modifié pour prendre en compte la contribution éolienne.  $H_g$  est le nombre d'heures de fonctionnement maximal des turbines à gaz (TAG) et  $H_1$  est le nombre d'heures de fonctionnement maximal du premier site hydroélectrique, qui représente le site intermédiaire.

Les économies réalisées par le service d'électricité avec l'utilisation de l'énergie éolienne sont les coûts évités en modifiant son réseau de fourniture de CPC<sup>0</sup> à CPC<sup>e</sup>. Le coût d'offrir chaque kilowattheure additionnel à

4/ Nous avons fait l'hypothèse que le coût marginal d'énergie à un site donné est croissant.

5/ Le concept d'un détournement éolien avait été proposé par l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne lors de discussions sur les projets hydroélectriques Grande-Baleine (ACEE, 1993) et Sainte Marguerite (Saulnier, 1994).

6/ Il s'ensuivrait une rente hydroélectrique moindre. C'est un résultat peu surprenant puisque l'ajout d'énergie éolienne réduit la demande adressée aux sites hydroélectriques.

7/ Il faut se rappeler que l'électricité ne peut pas être directement entreposée une fois produite. Le niveau de demande fluctue selon les besoins des consommateurs. Le concept utilisé pour représenter la demande à satisfaire pour une année est la courbe de puissances classées. L'axe horizontal donne le nombre d'heures pendant lesquelles la demande excède le niveau indiqué sur l'axe vertical.

partir de CPC<sup>e</sup> sur une base permanente est simplement le coût marginal de long terme. La valeur d'un kilowattheure éolien produit à un moment donné est alors le coût marginal du système à ce moment.

Les coûts évités d'Hydro-Québec sont présentés dans le tableau 1 pour les trois blocs de demande selon deux cas du taux d'intérêt. Ces paramètres ont été établis pour un plan optimal initial comprenant des turbines à gaz fonctionnant au mazout, la centrale de base Sainte-Marguerite (SM3) et le suréquipement Outardes 4-3-2. Le programme en expansion inclut les turbines additionnelles de Manic 1A-2A-3A, ainsi que le complexe Grande-Baleine (GB) pour compenser la déficience en énergie. Le cas 1, le scénario de base, utilise le taux réel d'intérêt sur le capital, soit 7.5%. Le deuxième cas, basé sur un taux de 6.3%, est inclus pour faciliter une comparaison avec les conclusions d'Hydro-Québec dans son dernier *Plan de Développement* (1992).<sup>8</sup>

Les frais d'entretien et d'exploitation sont compris dans ces hypothèses. On utilise 0.2¢/kWh<sup>9</sup> comme une moyenne représentative pour nos deux projets hydroélectriques pour lesquels les coûts variables sont requis. Le coût variable d'une TAG comprend le coût du combustible à 22¢/l auquel on ajoute la taxe fédérale (7%) et la taxe provinciale (8%) et 0.39¢/kWh pour l'entretien et l'exploitation.<sup>10</sup> Tous les coûts sont évalués au niveau production-transport, avant distribution. Finalement, nous utilisons la puissance appelée au Québec en 1991 pour déterminer quel type de demande (pointe, intermédiaire ou base) est déplacé par l'introduction de l'énergie éolienne.

### 3.2 Valeur en capacité

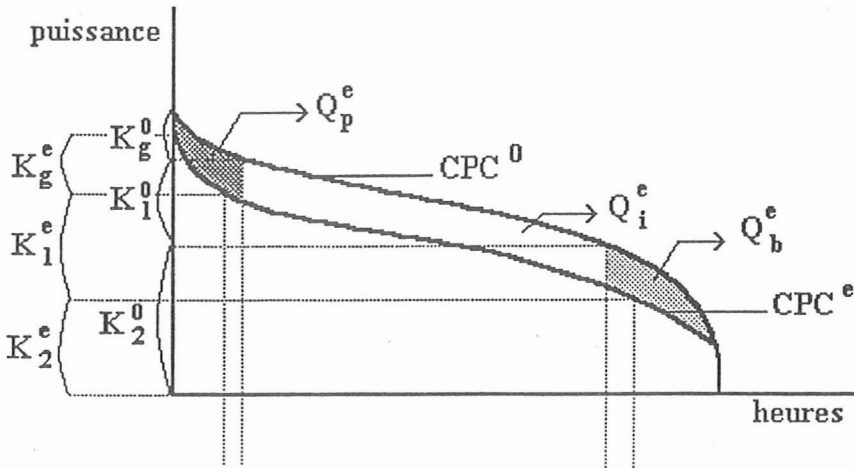
Le cadre analytique sous-jacent au modèle

8/ Un taux d'intérêt réel plus élevé rend plus coûteuse l'électricité produite par des sites hydroélectriques et favorise l'énergie éolienne.

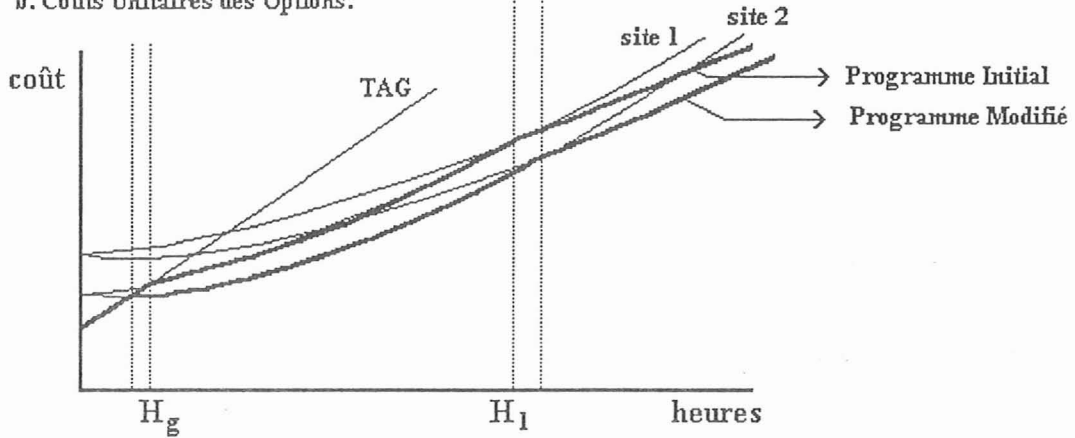
9/ À moins d'indication contraire, toutes les données financières sont exprimées en dollars canadiens de 1991.

10/ Ce dernier est basé sur un chiffre de 0.366 ¢/kWh en 1989 pour la centrale La Citière.

a. Courbes de Puissances Classées avec et sans Contribution Éolienne.



b. Coûts Unitaires des Options.



Graphique 2: Ajout d'une charge négative à un système hydroélectrique

Tableau 1: Heures de spécialisation des équipements et coûts évités.

description	r=7.5% (cas 1)	r=6.3% (cas 2)
heures d'opération d'une TAG	$H_g = 151$ hres	$H_g = 91$ hres
heures d'opération du suréquipement	$H_1 = 6331$ hres	$H_1 = 6391$ hres
coût évité aux heures de pointe	\$0.0981/kWh	\$0.0981/kWh
coût évité aux heures intermédiaires	\$0.0376/kWh	\$0.0311/kWh
coût évité aux heures de base	\$0.0359/kWh	\$0.0298/kWh
coût de puissance évité	\$44.9/kW	\$38.74/kW
coût fixe évité	\$51.9/kW	\$51.9/kW

Source: calculs des auteurs. Voir Marceau (1995).

ricardien pour le développement des sites hydroélectriques fait abstraction de la fiabilité du système et donc n'incorpore pas une évaluation spécifique de la contribution en puissance de la filière éolienne. Afin de demeurer fidèle à l'approche simple et opérationnelle adoptée au début, nous estimons un crédit en capacité à partir d'une méthode utilisée par Smith (1987) pour examiner la valeur en capacité des parcs éoliens en Californie et par Hoff (1988) pour un projet de piles photovoltaïques. Le modèle repose sur l'approximation proposée initialement par Garver (1966) à l'effet que la relation entre la probabilité de perte de charge annuelle (PPC) et la réserve (R) est à peu près exponentielle:

$$PPC = Ae^{-\frac{R}{m}} \quad (1)$$

où A est une constante sans intérêt particulier. La caractéristique m de Garver a été estimée à 503.5 MW.<sup>11</sup>

Le crédit en capacité attribué au complexe éolien correspond à sa capacité effective de supporter la charge (CESC), qui est la demande additionnelle que le système peut satisfaire après l'intégration du complexe éolien tout en préservant le niveau de fiabilité initial:

$$\begin{aligned} PPC &= \text{probabilité}(P^0 + P^e < D + CESC) \\ &= \text{probabilité}(P^0 < D) \end{aligned} \quad (2)$$

où  $P^0$  est la puissance disponible du système initial,  $P^e$  est la puissance disponible du complexe éolien et D est la demande. La résolution de cette expression pour CESC donne:

$$CESC = m \ln \left( \frac{\sum_{i=1}^N e^{-\frac{(D_{pte} - D_i)}{m}}}{\sum_{i=1}^N e^{-\frac{(D_{pte} - (D_i - Q_i^e))}{m}}} \right) \quad (3)$$

où  $D_{pte}$  est la demande de pointe,  $D_i$  est la demande à l'instant i et  $Q_i^e$  est la production

éolienne au même instant i.<sup>12</sup> Par la sommation, nous distinguons les intervalles horaires pour prendre en compte le fait que la probabilité de défaillance est plus élevée à certaines périodes qu'à d'autres. Encore ici, la demande utilisée est la puissance appelée au Québec en 1991. Les résultats apparaissent au tableau 2 et ils concordent avec l'hypothèse de Bossanyi (1989) que le crédit en capacité est proportionnel au facteur d'utilisation (f.u.) durant la période de pointe.

Nous attribuons aussi des coûts fixes évités et non-évités au complexe éolien. Ces derniers ont été établis à \$51.9/kW à l'aide d'une régression linéaire entre les coûts d'exploitation historiques d'Hydro-Québec et la puissance installée de son réseau. Les coûts fixes évités sont évalués à partir du crédit en capacité. Les coûts fixes non-évités sont basés sur la puissance utilisée du complexe éolien que nous avons définie comme la capacité nécessaire pour produire l'énergie fournie durant la période de pointe si le vent était constant. Spécifiquement, c'est le produit du facteur d'utilisation moyen à la pointe multiplié par la puissance éolienne installée.

#### 4. Projets éoliens

La détermination de la valeur d'une contribution éolienne exige une prévision de son potentiel physique. L'objectif de cette section est de décrire le complexe éolien hypothétique qui nous renseignera sur la production espérée et de présenter les informations quant aux coûts de cette technologie. Les projets utilisés ici ne sont pas spécifiques car nous ne cherchons pas à évaluer un projet particulier mais à effectuer une analyse générale.

La production d'électricité d'un SCEE dépend de l'énergie cinétique approchant le rotor et de l'efficacité avec laquelle cette énergie peut être convertie en électricité. Le premier facteur est une fonction des conditions atmosphériques, la vitesse du vent en particulier. Ici, on utilise le régime de vent mesuré à

11/ Voir Marceau (1995).

12/ L'estimation de  $Q_i^e$ , la production éolienne espérée, est décrite dans la section 4.

**Tableau 2:** Crédits en capacité et facteurs d'utilisation des parcs éoliens.

description	complexe	site 1	site 2	site 3
CESC (MW)	82.53	26.28	31.95	23.78
CESC (%)	41.27	52.56	31.95	47.56
f.u. pte, cas 1 (%)	39.04	52.83	30.45	42.43
f.u. pte, cas 2 (%)	39.70	51.35	31.37	44.73
f.u. annuel (%)	30.38	38.86	25.54	31.55

Note: site 1 = Fonderie (Cap Chat), site 2 = Pointe au Tonnerre, site 3 = Pointe Nord-Ouest (Rivière au Renard).

trois sites québécois: Fonderie (Cap Chat), Pointe au Tonnerre et Pointe Nord-Ouest (Rivière au Renard). Le deuxième facteur, déterminant dans la quantité d'énergie effectivement produite, dépend des caractéristiques d'une machine en particulier et de son emplacement. L'analyse du rôle de l'énergie éolienne est basée sur un complexe éolien hypothétique de 200 MW composé d'environ 400 turbines. Cette puissance est répartie sur les trois sites comme suit: 50 MW à Fonderie (site 1), 100 MW à Pointe au Tonnerre (site 2) et 50 MW à Rivière au Renard (site 3).

L'énergie fournie par chaque machine dans les trois parcs est estimée à partir de la courbe de performance d'une turbine Bonus 450 Mk III. Cette courbe indique la puissance instantanée produite par la turbine aux différentes vitesses de vent. Une disponibilité moyenne de 98% est attribuée aux turbines individuelles. Les données sur le vent ont été recueillies pendant le processus de sélection de site pour le projet ÉOLE au début des années 1980, à l'aide d'anémomètres placés à 10, 20, 40 et 60 mètres du sol. Elles fournissent la vitesse moyenne du vent que nous avons corrigée pour la hauteur de la turbine. Enfin, puisque notre projet n'est pas très spécifique, nous n'effectuons aucune correction pour les effets de sillage dans les batteries de turbines du complexe. Ceci implique un biais à la hausse dans nos estimations de la production potentielle.

Le rôle de la filière éolienne est étudié pour deux scénarios de coût. Le premier (ÉOLIEN1) est basé sur des informations fournies par Hydro-Québec. Le deuxième (ÉOLIEN2) est basé sur des informations fournies par l'Asso-

ciation Canadienne d'Énergie Éolienne (ACEE, 1993). ÉOLIEN1 correspond à \$1774/kW<sup>13</sup> et ÉOLIEN2 à \$1200/kW (\$Can 1993) en incluant le raccordement au réseau. Pour chaque scénario, 1.3¢/kWh est ajouté pour les coûts d'exploitation.

Il y a au moins deux facteurs qui peuvent expliquer l'écart séparant ces deux hypothèses. Premièrement, les estimations d'Hydro-Québec sont les coûts pour la société d'État de développer son propre complexe éolien et sont conformes aux coûts de parcs construits au début des années 1990. Puisque les coûts continuent de diminuer-moins rapidement qu'avant-les chiffres associés avec ÉOLIEN1 ne sont peut-être pas représentatifs d'un parc qui serait construit, au plus tôt, en 1995. ÉOLIEN2 reflète une estimation plus réaliste pour l'horizon futur ainsi qu'un consensus dans l'industrie que des améliorations de la technologie sont en cours de réalisation.

Deuxièmement, les chiffres de l'ACEE ne comprennent pas les profits du promoteur. Selon Hydro-Québec, il n'est pas possible pour la société d'État de s'en emparer. Lamarre (1992) affirme, au contraire, que la compagnie le pourra si elle devient la propriétaire parce que ceci éliminerait des agents intermédiaires. D'après ses estimations, les coûts pour un producteur indépendant peuvent être de 30-40% plus élevés.

L'importance de l'emplacement du parc éolien sur la position concurrentielle de l'énergie éolienne est révélée par les coûts unitaires présentés au tableau 3. Un projet éolien devient d'autant plus attrayant que la production est élevée parce que les coûts sont surtout des coûts en capital (c.-à-d., fixes).

## 5. Analyse des résultats

Les trois sections précédentes étaient axées sur la valeur, la production et les coûts du complexe éolien. Maintenant, nous rassemblons ces différents facteurs pour effectuer une comparaison entre les économies réalisables par l'intégration de l'énergie éolienne dans un sys-

13/ Information non-publiée fournie par Hydro-Québec.



**Tableau 3:** Coût global unitaire de la filière éolienne, ¢/kWh.

projet	ÉOLIEN1 (r=7.5%)	ÉOLIEN2 (r=7.5%)	ÉOLIEN1 (r=6.3%)	ÉOLIEN2 (r=6.3%)
complexe	7.72	5.63	7.16	5.57
site 1	6.25	4.64	5.84	4.60
site 2	9.04	6.53	8.40	6.47
site 3	7.40	5.41	6.89	5.36

Note: site 1 = Fonderie (Cap Chat), site 2 = Pointe au Tonnerre, site 3 = Pointe Nord-Ouest (Rivière au Renard).

tème principalement hydroélectrique et les coûts de ce choix.

Des tableaux synoptiques de tous les calculs effectués sont présentés ci-dessous. Puisque la valeur d'un kilowattheure éolien est donnée par le coût marginal du système à ce moment, nous distinguons la production du complexe éolien de la même façon que nous distinguons la puissance appelée. Conformément à la section 3.1, nous avons identifié quelles heures sont des heures de pointe, des heures intermédiaires et des heures de base. Nous avons aussi identifié quelle sera l'énergie fournie par les trois parcs éoliens pendant chaque bloc d'heures et avons assigné les coûts évités respectifs de chacun de ces blocs.

La première colonne du tableau 4 est la somme de ces coûts évités d'énergie pour les trois parcs. La deuxième colonne donne la différence entre les coûts fixes non-évités et la valeur du crédit en capacité, tels que décrits à la section 3.2. Si la somme de ces deux colonnes excède le coût d'aménager les parcs, la filière éolienne permettra au service d'électricité de satisfaire la demande à un coût inférieur au coût d'élargir le réseau hydroélectrique. Cette valeur excédentaire est donnée au tableau 5, colonnes 1 et 3, pour chaque scénario de coûts.

On voit que le bénéfice net apporté par l'utilisation de l'énergie éolienne n'est positif dans aucun cas. Ces résultats confirment les conclusions d'Hydro-Québec que la production d'électricité par l'énergie éolienne pour le réseau principal ne sera pas une activité rentable pour la société d'État. Les pertes risquent d'être encore plus importantes que celles révélées par ces chiffres puisque nous

n'avons pas tenu compte des effets de sillage entre les turbines.

Cependant, il y a des différences marquées entre les deux estimations des coûts. Les résultats basés sur les coûts fournis par Hydro-Québec indiquent des pertes annuelles de plusieurs millions de dollars. Sous ces conditions, la filière n'est pas rentable; elle n'est même pas prometteuse. Par contre, si l'industrie atteint ses objectifs de coûts, retenus dans les propos de l'ACEE, les pertes à un site bien doté par la ressource éolienne, comme le site 1, seront considérablement plus faibles et les perspectives seront plus favorables.

Premièrement, les pertes ne sont que de 2% et 12% pour les deux parcs gaspésiens. Alors, les coûts de la technologie éolienne n'ont pas besoin de diminuer beaucoup pour pousser ces parcs par-dessus la barre de rentabilité.

Deuxièmement, nous avons exclu toute mention d'externalités. Ce sont des coûts pour la société dans son ensemble qui doivent être pris en compte. Ceux qui s'opposent à l'énergie éolienne ont cité des problèmes avec le bruit, l'effet visuel sur le terrain et l'impact sur la faune, en particulier sur les oiseaux. L'industrie a fait des efforts pour réduire le bruit produit par les turbines et pour minimiser les problèmes d'esthétique. Présentement, on entreprend des études en Europe et aux États-Unis sur l'impact des parcs éoliens sur les populations aviaires. Bien qu'il y ait eu quelques efforts pour évaluer ces coûts du côté de l'énergie éolienne, ils sont incomplets.<sup>14</sup> De plus, nous ne sommes pas disposés à les prendre en compte puisque la valeur monétaire des externalités causées par les développements hydroélectriques au Québec n'a pas encore été établie.<sup>15</sup> Si les répercussions non-mesurées des projets hydroélectriques causaient des pertes externes plus importantes que les parcs éoliens, encourager l'implantation de parcs

14/ Par exemple, Homeyer (1988) et Friedrich et Voss (1993) ont inclus une valeur pour la nuisance sonore des turbines éoliennes dans leurs estimés des coûts externes des "nouvelles" sources d'électricité.

15/ Selon Ottinger *et al.* (1990), les impacts environnementaux des projets hydroélectriques et leur évaluation monétaire sont spécifiques au site.

**Tableau 4:** Estimations annuelles de la valeur et des coûts des parcs éoliens, millions de dollars 1991.

projet	r(%)	valeur en énergie	valeur nette en puissance	coût global de ÉOLIEN1	coût global de ÉOLIEN2
complexe	7.5	20.539	3.937	41.104	29.937
site 1	7.5	6.581	1.173	10.640	7.893
site 2	7.5	8.612	1.512	20.238	14.611
site 3	7.5	5.346	1.201	10.224	7.476
complexe	6.3	16.898	3.356	38.180	29.655
site 1	6.3	5.406	1.079	9.933	7.823
site 2	6.3	7.091	1.266	18.789	14.468
site 3	6.3	4.402	0.994	9.517	7.407

Note: site 1 = Fonderie (Cap Chat), site 2 = Pointe au Tonnerre, site 3 = Pointe Nord-Ouest (Rivière au Renard)

**Tableau 5:** Différences annuelles entre les économies réalisables avec une contribution éolienne et les coûts, millions de dollars 1991

projet	r(%)	ÉOLIEN1		ÉOLIEN2	
		écart = valeur-coûts	écart (% du coût global)	écart = valeur-coûts	écart (% du coût global)
complexe	7.5	-16.628	40.45	-5.461	18.24
site 1	7.5	-2.886	27.12	-0.138	1.75
site 2	7.5	-10.114	49.98	-4.487	30.71
site 3	7.5	-3.677	35.96	-0.929	12.43
complexe	6.3	-17.926	46.95	-9.401	31.70
site 1	6.3	-3.479	35.02	-1.369	17.50
site 2	6.3	-10.432	55.52	-6.111	42.24
site 3	6.3	-4.121	43.30	-2.011	27.15

Note: site 1 = Fonderie (Cap Chat), site 2 = Pointe au Tonnerre, site 3 = Pointe Nord-Ouest (Rivière au Renard)

éoliens serait socialement désirable.

Finalement, le coût de renonciation des centrales hydroélectriques augmente. Si la suspension du développement du complexe Grande-Baleine devenait effectivement un abandon, le système optimal que nous avons bâti changerait. Les projets de base plus coûteux, comme Eastmain 1, La Romaine et Haut-Saint-Maurice, remplaceraient Grande-Baleine et entraîneraient une augmentation plus rapide des coûts évités. L'écart entre les économies réalisables par l'intégration de l'énergie éolienne et les coûts diminuerait et la rentabilité de cette filière s'améliorerait.

## 6. Conclusion

Historiquement, la politique énergétique du Québec privilégiait l'hydroélectricité comme force motrice de développement économique. Bon nombre de pays aimeraient bénéficier de la présence d'une source d'énergie propre et renouvelable, comme l'hydroélectricité l'est au Québec. Ils aimeraient aussi avoir un niveau semblable d'assurance d'approvisionnement et une absence relative du risque pour la santé humaine associé à l'option nucléaire. La filière éolienne offre ces mêmes avantages. Créatrice d'emploi à court et à long terme, elle trouvera facilement une place dans un programme de

développement durable.

Sur le plan théorique, l'énergie éolienne a un rôle complémentaire à jouer dans un système principalement hydroélectrique. Cependant, l'hydroélectricité est une source d'énergie peu coûteuse au Québec. Toute nouvelle source doit donc être disponible sous des conditions très compétitives pour être adoptée. Nous avons vu que l'énergie éolienne, intégrée dans le réseau principal d'Hydro-Québec, ne satisfait pas ce critère. Néanmoins, l'option demeure intéressante si les coûts continuent de diminuer.

## Références

- Association Canadienne d'Énergie Éolienne (1993) *Consultation Générale sur la Proposition du Plan de Développement 1993-1995 d'Hydro-Québec*. Mémoire présenté à la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée Nationale (Québec).
- Bernard, J.T. (1989) 'A Ricardian Theory of Hydroelectric Power Development: Some Canadian Evidence,' *Canadian Journal of Economics*, 22:2:328-39.
- Bossanyi, E.A. (1989) 'Capacity Value of Wind Turbines in the U.K.,' *Wind Engineering*, 13:1:16-18.
- Bossanyi, E.A. et J.A. Halliday (1983) 'Recent Developments and Results of the Reading /RAL Grid Simulation Model,' *Proceedings of the Fifth British Wind Energy Association (BWEA) Wind Energy Conference, 1983*, pp.62-74.
- Friedrich, R. et A. Voss (1993) 'External Costs of Electricity Generation,' *Energy Policy*, 21:2:114-22.
- Garver, L.L. (1966) 'Effective Load-Carrying Capability of Generating Units,' *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 85:8:910-19.
- Gipe, P. (1991) 'Wind Energy Comes of Age – California and Denmark,' *Energy Policy*, 19:8:756-67.
- Grubb, M.J. (1988) 'The Potential for Wind Energy in Britain,' *Energy Policy*, 16:6:594-607.
- (1991) 'The Integration of Renewable Energy Sources,' *Energy Policy*, 19:7:670-88.
- Hightower, S.J. et A.W. Watts (1978) 'A Proposed Conceptual Plan for Integration of Wind Turbine Generators with a Hydroelectric System,' *Proceedings of the Institute of Environmental Sciences*, Mt. Prospect, Illinois, 307-09D.
- Hoff, T. (1988) 'Calculating Photovoltaics Value: A Utility Perspective,' *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 3:3:491-95.
- Homeyer, O. (1988) *Social Costs of Energy Consumption* (Berlin: Springer-Verlag).
- Hydro-Québec (1992) *Plan de Développement, Annexe 3: Moyens de Production*.
- Koepl, G.W. (1981) *Putnam's Power from the Wind* (New York: Van Nostrand Reinhold Company).
- Lamarre, L. (1992) 'Growth Market in Wind Power,' *EPRI Journal*, décembre, pp.4-15.
- Marceau, S. (1995) *Le Rôle de l'Énergie Éolienne dans un Système Principalement Hydroélectrique: Une Application à Hydro-Québec*. Mémoire présenté à la Faculté des Études Supérieures, Université Laval, pour l'obtention du grade de maître ès arts (Québec).
- Ministère des Ressources Naturelles (1995) *L'Énergie au Québec, Édition 1995* (Sainte-Foy, Québec: Publications du Québec).
- Ottinger, R.L., D.R. Wooley, N.A. Robinson, D.R. Hodas et S.E. Babb (1990) *Environmental Costs of Electricity*. Préparé par PACE University for Environmental Legal Studies (New York: Oceana Publications, Inc.).
- Reid, R., B. Saulnier, J. Baltar et D. Gagnon (1994) *Wind Energy at Hydro Quebec: Past, Present and Future*, RENEW '94, conférence NESEA (Northeast Sustainable Energy Association), pp.10-13, avril (Stamford, Connecticut).
- Saulnier, B. (1994) 'Le Vent au Lieu du Béton,' *Le Devoir*, 17 mars, p.A7.
- Smith, D.R. (1987) 'The Wind Farms of the Altamont Pass Area,' *Annual Review of Energy*, 12:145-83.