

# PROJET D'AMÉNAGEMENT HYDROÉLECTRIQUE SUR LA RIVIÈRE ROMAINE

## Mémoire

soumis au

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT

par



5 décembre 2008

---

**Fondation Rivières**  
207 av. Fairmount Ouest  
Montréal (Québec)  
H2T 2M8

Téléphone : (514) 272-2666  
sans frais : 1 866 774-8437  
Courriel : [fondationrivieres@videotron.ca](mailto:fondationrivieres@videotron.ca)  
Site web : [www.fondation-rivieres.org](http://www.fondation-rivieres.org)

## Tables des matières

### 1. INTRODUCTION

1.1 PRÉSENTATION DE FONDATION RIVIÈRES.....	4
1.2 PRÉAMBULE.....	5
1.2.1 <i>Remarque préliminaire</i> .....	5
1.2.2 <i>Le jugement ne doit pas être rendu avant le procès</i> .....	5
1.2.3 <i>Notre démarche: la vision d'avenir plutôt que le détail</i> .....	8
1.2.4 <i>Changements d'attitude requis</i> .....	10
1.3 L'UTILISATION DES CHIFFRES PAR LE PROMOTEUR.....	13

### 2. QUESTIONS AU PROMOTEUR

2.1 THÈME ENVIRONNEMENTAL.....	14
2.2 THÈME CHANGEMENT CLIMATIQUE.....	18
2.3 THÈME SOCIAL.....	18
2.4 THÈME ÉCONOMIQUE.....	19
2.5 THÈME ÉNERGÉTIQUE.....	21

### 3. LE PROJET

3.1 PRINCIPAUX IMPACTS DU PROJET.....	24
3.2 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX : LE BAPE PEUT-IL RECOMMANDER CE PROJET?..	24
3.3 ÉNERGIE : A-T-ON BESOIN DE L'ÉNERGIE DU PROJET DE LA ROMAINE?.....	27
3.4 LA RENTABILITÉ.....	29

### 4. SCÉNARIO 1 : RÉDUIRE LA DEMANDE ET DIVERSIFIER L'OFFRE PAR LA SUBSTITUTION

4.1. RÉDUCTION DE LA DEMANDE.....	32
4.1.1 <i>Mise à jour du Code du bâtiment</i> .....	33
4.1.2 <i>Captage solaire et adaptation environnementale</i> .....	33
4.1.3 <i>Introduction de la géothermie</i> .....	34
4.1.4 <i>Chauffage à la biomasse : 600 emplois et économie de 1568 MW</i> .....	34
4.1.5 <i>Hydro-Québec ne devrait pas se priver de ses contrats de livraison de puissance interruptibles</i> .....	35
4.1.6 <i>Les déchets solides</i> .....	36
4.2 DIVERSIFICATION DE L'OFFRE.....	38
4.2.1 <i>Les énergies alternatives</i> .....	38
4.2.2 <i>Le cas particulier de l'éolien</i> .....	46

### 5. SCÉNARIO 2 : IMPLANTATION D'UN PARC ÉOLIEN

5.1 SOMMAIRE.....	48
-------------------	----

5.2 INTRODUCTION.....	49	
5.3 ÉTAT DE LA TECHNOLOGIE.....	49	
5.4 VARIABILITÉ DES APPORTS.....		52
5.5 OPÉRATION À BASSE TEMPÉRATURE.....		53
5.6 LA RESSOURCE ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE.....		54
5.7 MONTAGE FINANCIER.....	58	
6. CONCLUSION.....	67	
7. RECOMMANDATIONS.....	70	
ANNEXES.....	73	

# 1. Introduction

## *1.1 Présentation de la Fondation Rivières*

La Fondation Rivières est un organisme sans but lucratif dont la mission consiste à œuvrer pour la préservation du caractère naturel des rivières du Québec.

La Fondation fonctionne en collaboration avec les organismes nationaux, régionaux et locaux, favorisant ainsi l'union de toutes les forces vives pour protéger les rivières québécoises.

Dans le cadre de sa mission, la Fondation :

- réalise des tournées d'information et de sensibilisation, présente des documentaires et des conférences et produits divers documents de référence;
- soutient les regroupements de citoyens voués à la protection des rivières;
- intervient auprès des autorités, notamment en présentant des mémoires lors de consultations gouvernementales;
- favorise et encourage les initiatives de développement du potentiel écotouristique et récréotouristique en régions liées à la mise en valeur des rivières;
- agit directement lorsque des lois ou règlements ne sont pas respectés par le dépôt de plaintes ou par des recours juridiques;
- privilégie le maintien, l'amélioration ou la restitution des accès publics aux cours d'eau;
- recourt au parrainage des rivières par des personnalités publiques reconnues agissant en collaboration avec les communautés locales;
- préconise l'éveil, l'engagement social et l'évolution des mentalités pour assurer la préservation du caractère naturel des rivières.

Le projet d'Hydro-Québec visant la construction de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Romaine s'inscrit donc au cœur du champ d'activités de la Fondation, soulève des préoccupations majeures.

## *1.2 Préambule*

### 1.2.1 Remarque préliminaire

Le BAPE a annoncé, au début du mois d'octobre 2008, que les audiences publiques du projet d'aménagement hydroélectriques de la rivière Romaine se dérouleraient à Havre-St-Pierre, à plus de 1000 km de Montréal. Fondation Rivières a alors demandé au BAPE à ce que soient diffusées les audiences publiques par vidéoconférences pour que le plus grand nombre de québécois puissent poser leurs questions au promoteur directement et participer de façon active au processus. Le BAPE a cependant refusé cette option. Le 27 octobre 2008, la Fondation Rivière a donc fait une conférence de presse pour dénoncer ce refus qu'elle jugeait inapproprié pour un projet national de 8 milliards de dollars. Malgré cette sortie publique, le BAPE n'a rien changé au déroulement des audiences publiques. Pour protester contre le fait qu'une grande partie de la population ne puisse se rendre à Havre-St-Pierre, Fondation Rivières a choisi de ne pas participer à la première partie des audiences publiques. Par contre, elle s'implique dans la deuxième partie en présentant ce mémoire.

### 1.2.2 Le jugement ne doit pas être rendu avant le procès

Nous présentons ce mémoire aujourd'hui avec la certitude que le projet hydroélectrique de La Romaine sera recommandé par cette Commission, assorti seulement de certaines mesures de compensations et d'atténuations environnementales. Cette certitude de la Fondation Rivières et des autres groupes indépendants est contre-nature.

Nous devrions pouvoir aborder cette Commission et l'étude de ce projet avec une confiance absolue que toutes les voix citoyennes, les voix de ceux qui assumeront la facture environnementale, sociale et économique, ont la même valeur et seront entendues. Nous devrions avoir la confiance absolue que tout le processus, dont l'élément fondamental que représente cette Commission, juge de ce projet avec impartialité, indépendance, et respect des opinions de tous les participants, peu importe leurs moyens financiers et leurs zones d'influence politique.

Ce n'est pas le cas et nous estimons que la faute en incombe à cette Commission, à Hydro-Québec et au gouvernement. Ce débat a été biaisé et plombé dès le départ en la seule faveur des appuis au projet, à un point tel que l'information factuelle et véritable a été occultée au profit d'une communication de type propagande pure et simple. Quant à la participation publique, elle a été tout simplement et très tristement entravée.

Notre désillusion quant à ce processus s'appuie sur des faits et non des impressions. Rappelons-en quelques-uns:

- le refus catégorique de cette Commission d'ajouter, ne serait-ce qu'une journée d'audiences sur ce projet national, dans les centres urbains où se concentre la

population qui paiera pourtant la facture finale, économique, environnementale et sociale;

- le refus catégorique de cette Commission d'autoriser la prise d'images, handicapant totalement notre capacité à suivre les audiences publiques;
- le recours volontaire, pour les questions de la société civile, à une technologie désuète et inefficace, les courriels; la brochure couleur pas même signée et distribuée à travers le Québec, faisant la promotion d'un projet avant même son examen par cette Commission, brochure dont on peut assumer qu'elle a été fabriquée par National, une firme de relations publiques, ou par Hydro-Québec, et payée à même des fonds publics;
- les pancartes de promotion qui couvrent la Côte-Nord depuis des années, installées par Hydro-Québec, une société d'État dont le comportement s'apparente à celui d'un vendeur de savon, non-responsable d'un bien public et de l'intérêt public.

Par ailleurs, la conclusion d'ententes secrètes **avant** le processus d'audiences publiques aurait dû être dénoncée par cette Commission. Comment, en effet, des représentants élus peuvent-ils, avant le moindre examen d'un projet, disposer de 12 millions de dollars publics pour en faire la propagande? Comment concilier cette obligation avec le mandat des élus quant à leurs autres responsabilités de protection de leurs commettants et d'action dans leur meilleur intérêt? Comment des élus pouvaient-ils être sûrs que les retombées régionales d'emplois et de redevances seraient les meilleures avec ce projet plutôt qu'un autre? ...que les dommages possibles n'entraîneraient pas des coûts et des pertes pour les résidents de la Côte Nord?

Pire, et cela nous effraie quant à la perversion de notre système démocratique, comment des élus peuvent-ils, en toute compatibilité avec leur rôle, accepter de faire du lobbying auprès d'autres instances gouvernementales, afin d'obtenir les permis nécessaires à la construction du projet d'un promoteur? C'est pourtant ce que les grandes lignes des ententes secrètes ont dévoilé. C'est au promoteur à faire les démarches nécessaires pour obtenir ces permis, sur la foi que son projet est bon.

Quant à la population locale, elle a été littéralement bombardée de slogans et prise en otage par un projet qu'on lui a vendu comme miraculeux sans en connaître les tenants et aboutissants. Sans savoir si de meilleurs projets, moins coûteux en termes environnementaux et économiques, pouvaient répondre davantage à ses besoins afin d'assurer sa survie.

La Fondation Rivières est par ailleurs perturbée par les signatures d'ententes avec les Premières Nations de la Côte Nord. Notre évaluation nous amène à penser que les Premières Nations ont dû signer à rabais, en comparaison des communautés blanches, des ententes monétaires dans des conditions qui s'apparentent à une prise en otage de

leurs problèmes sociaux, politiques et économiques et les obliger à devenir des “propagandistes” du projet. D’ailleurs, la page 1-17 de l’étude d’impact mentionne spécifiquement que les négociations avec les Premières Nations ont pour objectif “l’engagement des Innus à ne pas tenter d’empêcher la construction et l’exploitation des ouvrages projetés”, ce qui peut aller jusqu’à sous-entendre un comportement antisocial de la part des membres des Premières Nations, un sous-entendu méprisant. Si ce type de négociations s’avérait véridique, le comportement d’Hydro-Québec et du gouvernement en général serait odieux envers les premiers occupants du territoire qui, rappelons-le, n’ont pas cédé leurs droits, et serait odieux également envers une population qui est l’une des plus souffrantes au Québec.

Ce ne sont là que quelques-uns des faits et quelques-unes des raisons sur lesquelles se fondent notre certitude que l’ensemble de ce processus d’examen est pipé au départ même et ce, depuis des années.

### **Votre devoir d’entendre et de prendre en considération les voix indépendantes**

Malgré cet état de situation, et parce que c’est le rôle d’organismes tels que le nôtre, nous fournirons à cette Commission les expertises, les études et les conclusions auxquelles nous sommes parvenus. Les groupes tels que Fondation Rivières, rappelons-le, offrent l’une des seules contreexpertises indépendantes de tout promoteur, de tout intérêt ou de tout groupe d’intérêts financiers dont dispose la Commission pour l’éclairer dans son évaluation. En cela, notre voix est essentielle. Nous espérons qu’elle sera entendue.

Cette Commission s’apprête à rédiger son rapport final sur ce projet appuyé sur ses mérites et sur ses inconvénients. Plus précisément, **les commissaires doivent répondre aux questions suivantes :**

1. Environnement: les impacts ou les dommages de ce projet, qui modifiera totalement l’environnement pour le remplacer par un autre, peuvent-ils vraiment être compensés et atténués ?
2. Énergie: Ce projet est-il nécessaire et viable pour la sécurité énergétique du Québec?
3. Rentabilité: Ce projet est-il économiquement le plus rentable en termes de revenus pour le Québec? En termes crus, garnira-t-il les coffres du Québec et parviendra-t-il à réduire les proverbiales lignes d’attente dans les hôpitaux?
4. Emplois: Ce projet est-il celui qui créera le plus d’emplois, si possible de qualité et à long terme, pour la région d’accueil et l’ensemble du Québec?

**À toutes ces questions, et après étude, nous répondons non, preuves à l’appui. Le projet La Romaine est loin d’être la meilleure option.**

### 1.2.3 Notre démarche: une vision sur l'avenir plutôt que sur le détail

Contrairement au passé, la Fondation Rivières a choisi de ne pas s'attarder à l'efficacité, prouvée ou non, de telles ou telles frayères artificielles ou à d'autres détails, pour des raisons sur lesquelles nous reviendrons plus loin. Pour être plus clair sur notre démarche, nous avons refusé de nous noyer sous 4 000 d'études d'impact qui, trop souvent d'ailleurs, ne nous fournissent aucunes données brutes qui permettent une véritable contre-expertise. Le nombre de mots ne pallie en rien la simple communication des vrais chiffres.

Nous avons plutôt choisi de regarder l'ensemble de ce projet pour ce qu'il doit être: une source d'énergie, de revenus et d'emplois pour le Québec, sans trop de dommages environnementaux permanents. Autrement dit, nous avons choisi de répondre directement aux quatre questions mentionnées plus haut, l'essence même de cet examen.

Nos conclusions nous amènent aujourd'hui à vous présenter deux scénarios possibles qui répondent positivement aux quatre questions fondamentales. En fait, ils y répondent mieux que le projet de La Romaine. **De plus, et il convient de le souligner, de grands pans de ces deux scénarios sont applicables immédiatement, dans un délai d'à peine six mois.**

Ces deux scénarios sont :

1. Investissements massifs en énergies vertes, alternatives et de substitution
2. Implantation d'un complexe éolien en Minganie

Ces scénarios sont tous deux basés sur des réalisations vérifiables dans le monde industrialisé, dans des pays auxquels le Québec peut parfaitement se comparer. Il n'est pas question ici de science-fiction ou d'éventuelles solutions des prochaines décennies. Ces scénarios sont implantés, vérifiables et fonctionnels. Nous n'inventons rien. Nous constatons simplement que ces pays industrialisés ont axé une partie de leur économie sur la production d'énergies vertes; que ces pays sont prospères et mieux équipés pour affronter la crise économique alors que nous en sommes encore, au Québec, à la rudimentaire exploitation de nos ressources naturelles sans plus-value, nous laissant avec des sols et de l'eau irrémédiablement détériorés, des mines qui ferment, des pêcheurs sans poisson et des travailleurs forestiers au chômage.

Dans chacun de ces pays, le gouvernement a choisi d'investir et de soutenir de tels scénarios. Des investissements y ont été consacrés délaissant les options non gagnantes pour l'ensemble de la population. . C'est précisément cette optique de développement que vient de choisir, entre autres, le nouveau gouvernement américain pour relancer l'économie - jusqu'à deux millions d'emplois en deux ans - et établir les bases de son économie du XXIe siècle.

Nous vous démontrerons que les retombées des investissements dans ces deux scénarios sont meilleures en termes d'emplois et de revenus ainsi que moins dommageables en termes d'environnement; que les investissements de plus de 8 milliards de dollars prévus



pour La Romaine seront mieux investis dans la création d'une véritable filière d'énergies vertes.

**Pour les mettre en œuvre, il n'est besoin que d'une volonté politique et de décrets ministériels. En six mois, les travailleurs et entrepreneurs québécois pourraient être au travail. La création de richesse collective, notre but ici, passe d'abord par celle des travailleurs québécois et des entrepreneurs propriétaires de PME et serait mieux assurée via ces deux scénarios. La création de la richesse du Québec et des Québécois doit servir tous et non pas seulement quelques-uns. Le travail, beaucoup plus que des redevances passives, est source de richesse. Pourquoi resterions-nous le seul pays industrialisé à ne pas lier économie de demain et énergie de demain?**

### **Il est urgent de changer de cap et cette Commission doit y contribuer**

Si tant est que cette Commission joue son rôle avec rigueur, elle doit s'assurer de forcer, par ses conclusions et recommandations, un changement dans les comportements et les attitudes des acteurs du dossier énergétique québécois, d'Hydro-Québec et du gouvernement.

Cette Commission a le devoir de dénoncer le parti pris idéologique d'Hydro-Québec et du gouvernement qui nous a conduit à perdre des occasions de développement d'énergies alternatives, par négligence ou pire, par cachette. C'est tragique car les travailleurs québécois auraient pu déjà être au travail.

Deux occasions de développement ratées pour le Québec auraient pu être mises en œuvre si une Commission telle que la vôtre s'était prononcée avec force en temps et lieu.

#### **1. Le cas soigneusement caché de Siemens:**

Le 20 avril 2005, la multinationale Siemens a présenté à messieurs Charest et Vandal, un projet de développement éolien industriel majeur, faisant du Québec le pôle nord-américain du développement éolien intégré, allant du centre de recherche jusqu'à la fabrication et l'exportation. Nous avons ici même le vent, les travailleurs, les alumineries et les voies navigables pour desservir le monde. Cette proposition a été cachée à la population du Québec et jamais étudiée pour sa valeur. Résultat, Siemens s'est installé en Iowa où son carnet de commande et les emplois ont explosé (annexe 1).

#### **2. Xunlight:**

La compagnie américaine Xunlight, fabricant de panneaux solaires, de l'Ohio, vient de s'implanter à Sainte-Anne-des-Monts, créant 200 emplois. Ce qui est tragique, c'est que lorsque cette compagnie américaine décidera, pour des raisons dont nous ne saurons jamais rien, de délocaliser son usine en Asie ou aux États-Unis, nous perdrons ces emplois et cette richesse.

Or, nous possédons parfaitement, ici même au Québec, la technologie et les entrepreneurs capables de lancer cette production, du moment qu'ils bénéficient de

soutien et d'incitatifs financiers pour le faire, comme c'est le cas au Manitoba pour la géothermie. En un mot, nous perdons l'occasion de créer une structure industrielle d'avenir totalement québécoise.

#### 1.2.4 Changements d'attitude requis

Avant autorisation de tout autre développement hydroélectrique, y compris celui de La Romaine, nous demandons aux intervenants ci-dessous, ce qui suit:

##### **À cette Commission en particulier:**

Qu'elle oblige Hydro-Québec à répondre formellement, documents à l'appui, à toutes les questions que nous formulons plus loin, quant aux enjeux environnementaux couvrant l'économie, la rentabilité, les solutions alternatives, etc. Nous tenons à rappeler à cette Commission que, face à la désinvolture d'Hydro-Québec qui n'a pas fourni les assurances nécessaires quant au choix de rentabilité du projet Rupert face à la protection de l'environnement, la commissaire Beaudet a eu le courage de rejeter le projet tel que déposé.

##### **Au Bureau d'audiences publiques en environnement**

Qu'il rétablisse la foi du public en cette institution en facilitant la participation publique et en démontrant clairement, dans son fonctionnement et ses recommandations, qu'il ne subit aucune pression, ni du gouvernement ni du promoteur. Dans le cas présent de la Romaine, qu'il est la seule et unique instance d'examen de ce projet de plus de huit milliards de dollars et que la société québécoise repose sur son indépendance, son expertise et sa rigueur.

##### **Au gouvernement du Québec:**

Qu'il établisse ses choix économiques, énergétiques – y compris sa politique énergétique – et d'emploi en se basant sur d'autres sources que celles représentant des intérêts économiques particuliers. Il ne s'agit pas ici de rentabilité pour quelques actionnaires, mais bien pour les 7 millions de Québécois.

Qu'à l'aube de cette crise économique, le critère de décisions des projets soit basé sur l'efficacité en termes d'emplois, de rentabilité et de développement durable, et non sur d'obscurs critères non-divulgués.

Que le gouvernement s'informe du tournant que prennent d'autres pays industrialisés parmi les plus prospères, et qu'à l'instar de ces pays, y compris notre puissant voisin américain, il plante des solutions d'avenir et non celles d'il y a 40 ans.

### **Aux responsables élus de la Côte Nord:**

Qu'ils examinent avec un œil neutre, jugeant par eux-mêmes, sans influences indues, si le bien-être économique et l'emploi de leur région peuvent être mieux servis par les scénarios alternatifs que nous apportons.

Nous leur réitérons, avec regret et respect, que c'est bien l'ensemble des citoyens du Québec qui est concerné par le projet Romaine et que les factures environnementales, sociales et économiques seront supportées par tous, d'où notre droit à la parole dans ce dossier qui concerne également un bien public, la rivière patrimoniale La Romaine.

### **À Hydro-Québec:**

Que cessent définitivement les pratiques d'évaluation environnementale pour lesquelles les informations cruciales sont cachées. Nul besoin, pour des professionnels, de brochures en couleur mais plutôt de données brutes, d'études de suivi, etc. L'absence des données brutes sur les suivis de Saint-Marguerite, sur la contamination non prévue à l'aluminium, dans les études sur le mercure, dont les références scientifiques sont celles des propres employés d'Hydro-Québec, ne sont pas acceptables. Nous exigeons de la rigueur et des faits.

Que cessent immédiatement les publications et déclarations fallacieuses à l'effet que les options énergétiques alternatives relèvent de la recherche, du développement ou de techniques non éprouvées et non applicables. Nous ne pouvons croire que les responsables d'Hydro-Québec n'ont jamais pris connaissance de ce qui se fait à l'étranger. Par ailleurs, pour l'adaptation au Québec de ces techniques, nous rappelons à Hydro-Québec que c'est son esprit d'innovation scientifique et d'ingénierie, il y a 40 ans, qui a permis la réalisation du développement hydroélectrique actuel. Il est temps qu'Hydro-Québec mise à nouveau sur l'expertise des ingénieurs et scientifiques québécois plutôt que de les mettre au silence.

Que notre société d'État cesse immédiatement *d'acheter* les autorités locales avec l'argent public sur des projets dont aucune étude n'est disponible. Hydro-Québec, par ce comportement, dénigre la noblesse du rôle des représentants élus en les prenant comme otages pour parvenir à ses fins. Cette procédure est encore plus odieuse dans le cas des Premières Nations, exploitant leur vulnérabilité et leurs besoins criants et désespérés en matière de ressources financières, d'emplois pour leurs jeunes et d'espoir en l'avenir.

Que la direction d'Hydro-Québec opère enfin le virage obligatoire vers ce qui doit être sa mission: conseiller le gouvernement en énergie, toutes formes confondues, **pour le mieux-être et le développement du Québec**. En ce sens, Hydro-Québec a **l'obligation** d'étudier à fond et de façon professionnelle, TOUTES les avenues de développement énergétique au Québec et non pas une seule, en les soumettant, les appuyant ou les réfutant **avec des faits**. Des énoncés tels que à la question "pourquoi des barrages?", qui se résument,

comme c'était le cas en audiences publiques, à "Hydro-Québec, c'est un développeur de grands projets hydroélectriques. Notre métier, à Hydro-Québec Production, c'est la construction des grands barrages et leur exploitation.<sup>1</sup>", ne sont pas acceptables. **La mission d'Hydro-Québec est de produire de l'électricité, pas des barrages.**

---

<sup>1</sup> <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/La%20Romaine/documents/DA34.pdf>

### 1.3 L'utilisation des chiffres par le promoteur

La Fondation Rivières considère que **l'utilisation des chiffres par Hydro-Québec est volontairement présentée de façon brouillonne et désordonnée d'un rapport à l'autre** et d'une étude d'impact à l'autre de façon à ce que ses arguments ne puissent être comparés (voir à l'annexe 2 plusieurs exemples).

- Hydro-Québec inclut parfois la contribution de la centrale de Churchill Falls, parfois non.
- Les engagements en puissance de la division Hydro-Québec Production à l'étranger sont tantôt séparés des engagements au Québec, tantôt non, sans l'expliquer dans le tableau.
- La réserve pour respecter le critère de fiabilité est parfois incluse, parfois pas.
- Les « ressources actuelles » varient d'une année à l'autre et d'un tableau à l'autre sans explication et sont inférieurs dans un tableau à celles de 1997 (Tableau 2-3 de « Centrale de l'Eastmain 1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, Hydro-Québec Production, Décembre 2004 »).
- Parfois « l'achat de production privée » inclut la production de la centrale Churchill Falls, parfois non.
- Parfois Hydro-Québec confond la puissance du parc de production installé sur le territoire du Québec qui lui appartient et la puissance disponible via ses divers contrats à court, moyen et long terme.
- Parfois les engagements d'Hydro-Québec production tiennent compte du critère de fiabilité parfois non, sans mention dans les tableaux.
- Parfois une section « nouveaux projets de production peut avoir une différence d'autant que 174 MW d'un tableau à l'autre ».
- Parfois l'achat de production privée par HQP fait partie du tableau, parfois non.
- Parfois l'achat de production privée par HQD fait partie du tableau parfois non.
- Parfois, dans un même tableau, deux courbes très différentes représentent les engagements d'Hydro-Québec Production.
- Dans le rapport annuel 2007, les « besoins globaux en énergie » comprennent les exportations en dehors des frontières du Québec.

## 2. Questions au promoteur

Lors de la partie 1 des audiences publiques, **la Fondation Rivières a constaté que le promoteur ne répondait pas à plusieurs questions ou répondait des généralités.** Par exemple, des questions ont été posées sur la biomasse et les biogaz et le promoteur a limité sa réponse à la géothermie et au solaire photovoltaïque. En outre, dans un nombre effarant de cas, la Société d'État ne dépose aucune donnée brute et seule son interprétation des études est disponible.

Par ailleurs, des données essentielles n'ont pas été déposées par le promoteur. Les réponses évasives à des questions environnementales, sociales, économiques et aux solutions de rechange sont inexcusables quand le promoteur reconnaît avoir dépensé des centaines de millions de dollars dans son étude d'impact.

Nous demandons à cette Commission d'exiger du promoteur qu'il réponde clairement et intégralement, avec références à l'appui, aux questions suivantes.

### 2.1 *Thème environnemental*

1. Cas du suivi du barrage de Sainte-Marguerite-3 où Hydro-Québec (2003) a produit son propre rapport. On y parle de plantation d'arbres et de lacs ensemencés mais on ne dévoile jamais de bilan net à savoir s'il y a eu perte ou gain au bout du compte, les difficultés rencontrées, l'efficacité des frayères, etc. Après avoir fait des recherches pendant plusieurs semaines, il a été impossible d'avoir les données brutes des mesures de suivi ou tout autre complément concernant le barrage de Sainte-Marguerite-3. Il faut se souvenir que, dans le cas des barrages de la rivière Romaine, Hydro-Québec prévoit sur certains aspects faire des suivis jusqu'en 2040.

Nous demandons à Hydro-Québec de fournir toutes les données de ses suivis environnementaux concernant Sainte-Marguerite

*Hydro-Québec (2003) Bilan environnemental de SM-3*

<http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/LackKenogami/documents/DA20.pdf>

2. Hydro-Québec déclare (Journal de Montréal, 7 septembre 2008) que 25 échantillons de sol ont été recueillis pour analyser leur contenu en mercure. La quantité de mercure inorganique que contient le sol est un facteur primordial puisque c'est elle qui sera transformée en méthylmercure par les microorganismes anaérobiques lors de l'inondation des terres.

- a) Quels sont les résultats, c'est-à-dire les données brutes de ces analyses de sol et à quels endroits précisément Hydro-Québec les a-t-il échantillonnés?

- b) Pourquoi ne pas avoir rendu public dans l'étude d'impact les résultats des 25 points d'échantillonnage de sol qui ont été recueillis pour analyser leur contenu en mercure?

3. À la page 24-10 de l'étude d'impact, Hydro-Québec déclare qu'il n'y aura pas d'augmentation cumulative des teneurs en mercure même si une série de réservoirs sont aménagés sur un même parcours des eaux. Ce fait n'émane pourtant que d'une autre étude faite spécifiquement pour Hydro-Québec pour le barrage de la Grande.

- a) Hydro-Québec peut-il expliquer pourquoi la teneur en mercure atteint un seuil maximal après le premier réservoir?
- b) Hydro-Québec peut-il fournir d'autres références scientifiques qui appuient ou confirment sa propre recherche?
- c) Jusqu'à quelle distance en aval de l'embouchure de la rivière Romaine, Hydro-Québec prévoit-il qu'il y aura une augmentation de la teneur en mercure dans les espèces du milieu marin?
- d) Selon quelle étude indépendante Hydro-Québec se base-t-il pour arriver à ces estimations?
- e) Compte-tenu qu'Hydro-Québec reconnaît une contamination mercurienne de la chair des poissons jusqu'à 15 kilomètres de part et d'autre de l'embouchure de la rivière La Grande (section 24.1.2.5 de l'étude d'impact), comment Hydro Québec prévoit-il empêcher la contamination au mercure des espèces présentes dans le parc National des Îles de Mingan?

4. Un des impacts qu'a provoqué le barrage de Sainte-Marguerite-3 fut la contamination des eaux par l'aluminium. L'aluminium, présent en grande quantité dans les sols, peut être solubilisé pour ensuite contaminer l'eau du réservoir et, par conséquent, celle qui se retrouve également en aval du réservoir. Les principaux facteurs de mobilisation de l'aluminium du sol vers l'eau sont le pH et la teneur en matière organique de l'eau. Cette contamination a été si aigue qu'Hydro a interdit la consommation d'eau potable, distribué des bouteilles d'eau et finalement réacheminer la source du réseau d'aqueduc vers une autre localité. La Fondation Rivières a été incapable de recueillir les données sur cette contamination.

- a) Nous demandons à Hydro-Québec qu'elle fournisse **toutes les données scientifiques (analyses, etc.), concernant l'eau, avant et après la mise en eau du réservoir de Sainte-Marguerite, les lieux d'échantillonnages, les raisons de cette contamination non prévue, sa durée, etc...**

- b) Nous demandons à Hydro-Québec toutes les données scientifiques relatives à l'aluminium pour La Romaine (échantillonnages, etc.).
- c) Nous demandons à Hydro-Québec les raisons pour lesquelles cette contamination à l'aluminium n'est pas mentionnée dans son étude d'impact.
- d) Quels sont les risques de contamination par l'aluminium pour les espèces végétales aquatiques, animales aquatiques et les populations locales pour la rivière Romaine?
- e) Quelles sont les mesures prises par Hydro-Québec pour prévenir, ou au mieux, contrôler, cette contamination si elle survient?

5. Hydro-Québec peut-elle présenter des études indépendantes montrant que ses frayères aménagées pour le saumon ont fonctionné?

6. Hydro-Québec peut-elle présenter les études sur les impacts de l'introduction d'une nouvelle espèce de poisson dans un plan d'eau?

7. Comment Hydro-Québec entend-elle mitiger l'impact de l'eau plus froide qui sortira du réservoir Romaine-1 sur le cours aval de la centrale Romaine-1? Dans l'impossibilité de la mitiger, quel seront tous les impacts du refroidissement de l'eau en aval de la centrale romaine-1 sur les jeunes saumons?

#### **8. Concernant le mercure :**

- a) **Hydro-Québec doit déposer les mesures de mercure ainsi que les suivis des mesures d'atténuation et des impacts, y incluant tous les suivis des frayères, érosion des berges, exondations, inondations, faune et bilan de la biomasse des impacts des Réservoir Eastmain, La Grande, etc.**
- b) Hydro-Québec doit déposer toutes données relatives aux impacts environnementaux cumulatifs à long terme dans l'estuaire du Saint-Laurent, y compris sur la faune marine et sur les pêches commerciales.

9. Une étude récente (Evers et al, 2008) a démontré que la physiologie, le comportement et la reproduction du huart sont affectés par le mercure. Le huart à gorge rousse et le huart à collier sont des espèces bien représentées dans le secteur de la rivière Romaine. La consommation de poissons ayant de hautes concentrations de mercure dues aux nouvelles terres inondées pourraient donc leur être grandement néfaste. D'autre part, les huarts et la faune piscivore de façon générale qui auront bioaccumulé du mercure pourrait bien migrer vers d'autres endroits. Cette dispersion rend extrêmement difficile le contrôle de la contamination au mercure.



- a) Hydro-Québec a-t-il un plan pour empêcher cette faune de se nourrir de ces poissons contaminés?
- b) Comment Hydro-Québec prévoit-il faire le suivi de la contamination au mercure en prenant compte que la faune piscivore est d'une grande mobilité?

Référence: Evers, D.C. et al. (2008) Adverse effects from environmental mercury loads on breeding common loons *Ecotoxicology* 17:69–81

10. La problématique du bois laissé dans les réservoirs hydroélectriques est un impact qui préoccupe la Fondation Rivières. À maintes reprises dans le passé, Hydro-Québec a laissé des quantités considérables de bois dans les forêts à être inondées.

Durant la semaine du 27 octobre aux audiences publiques du projet de complexe hydroélectrique de la Romaine, une question demandant la proportion du bois du bassin versant des réservoirs qui serait coupé, le promoteur a répondu la part du bois commercialement exploitable qui serait coupé et livré à l'industrie forestière. **Cependant, le promoteur n'a pas nommé quelle est la part du bois présent dans le bassin versant à être inondé qui sera coupé incluant le bois non commercialement exploitable.** Fondation Rivières demande que la question soit répondue correctement par le promoteur Hydro-Québec.

11. Concernant la part du bois qu'Hydro-Québec prévoit ne pas couper, un tableau déposé par le promoteur montre clairement que le plus grand réservoir aura beaucoup moins de bois coupé que le réservoir Romaine-2 pourtant 2 fois moins grand. Pour ne pas couper le reste du bois, le promoteur invoque l'argument de la distance et la pente trop forte.

Quelle mesures de mitigation le promoteur propose t-il pour atténuer la présence d'arbres à travers les réservoirs dans les tronçons trop distants de sa route d'accès ou à pente trop forte ?

- 12. a) Quel serait le coût supplémentaire de récolter TOUT le bois des futurs réservoirs et non seulement le bois commercialement exploitable?
- b) Qu'est-ce qui adviendra avec le bois récolté?
- c) Dans le passé Hydro-Québec a brûlé le bois sur place. Quel pourcentage prévoit-il brûler sur place dans le cadre du projet?

## 2.2 Thème changement climatique

1. Quel pourcentage d'apport d'eau supplémentaire (en TWH) Hydro-Québec prévoit-il avoir annuellement dans ses réservoirs compte-tenu des changements climatiques?
2. Quel l'impact Hydro-Québec prévoit-elle, en raison des changements climatiques, sur la demande en chauffage dans les prochaines années?
3. a) Combien de gaz à effet de serre totaux seraient créés par toutes les étapes de réalisation du projet ?  
  
b) Y a-t-il une analyse du cycle de vie du projet permettant de quantifier les bénéfices environnementaux globaux.

### *2.3 Thème social*

1. Plusieurs ententes secrètes ont été signées entre Hydro-Québec et des communautés locales, dont la MRC de la Minganie et les communautés Innues. Ces ententes demeurent cependant secrètes et alimentent un climat de méfiance entre la Société d'État et les Québécois. Les citoyens du Québec doivent connaître en détail la manière avec laquelle est dépensé leur argent en tant que contribuables de ce projet d'environ 8 milliards de dollars.

Hydro-Québec devra déposer intégralement, publiquement, toutes les ententes signées pour le Projet de la Romaine jusqu'à présent.

2. Le promoteur devra déposer les documents qui indiquent le nombre et le type d'emplois qui seront strictement réservés aux communautés autochtones locales ainsi que le type de formation dont ils bénéficieront dans le cadre de la construction et l'exploitation du projet Romaine.

3. Quel sera le niveau d'emploi annuel d'opération et entretien, après la mise en service de la 4<sup>e</sup> centrale.

4. Quelle est la proportion d'emplois qualifiés (collégial et universitaire) qui seront occupés par des personnes habitant déjà la Minganie en 2008, après la mise en service de la quatrième centrale?

5. Le promoteur peut-il déposer les statistiques de consommation de cocaïne et d'autres drogues dans les milieux d'accueil avant, pendant et après ses projets hydroélectriques précédents, particulièrement dans les communautés autochtones?

6. Hydro-Québec entend-elle compenser les pertes d'usage récréatifs de la vague sous le pont de la route 138 (fort prisée par les canoteurs de la Minganie) qui doit être à moins de 170 m<sup>3</sup> par seconde pour être praticable et de toute la section du km 290 au km 49?

## 2.4 Thème économique

1. Nous souhaitons obtenir les données économiques et les calculs concernant le financement et les revenus du projet. Plus spécifiquement :

- a) L'estimation détaillée des coûts de construction de chacun des ouvrages et des travaux connexes d'aménagement (routes, déboisement, etc.)
- b) L'estimation détaillée de tous les frais connexes (études préliminaires, études environnementales, ingénierie plans et devis, gérance de projet, financement, etc. ainsi que le nom des mandataires
- c) Le détail de l'estimation des revenus anticipés, dans quel marché, ainsi que de la structure de financement incluant le calcul des intérêts.
- d) Toutes les informations relatives aux revenus anticipés avec l'exportation d'énergie : analyse du contexte énergétique et des tendances (fournir les données depuis au moins 10 ans), les tarifs de vente anticipés, etc.

2. Dans le document : "Complexe de la Romaine, Étude d'impact sur l'environnement, Volume 1, "Vue d'ensemble et description des aménagements", Hydro-Québec Production, Décembre 2007", page 2-16, Hydro-Québec cite un prix de revient du complexe "La Romaine" de 9,2 ¢/kWh en dollars 2015 :

- a) Le promoteur peut-il préciser ce qui est compris dans ce prix de revient :
  - i. Est-ce que ce prix de revient est au point de raccordement au réseau de Trans-Énergie existant ou
  - ii. livré au Distributeur (HQD) ou
  - iii. livré à la frontière pour fins d'exportation ou
  - iv. livré chez le client (par exemple livré à l'acheteur américain ou à l'acheteur Ontarien)?
- b) Si c'est le prix livré, à quelle tension est-il référé :
  - i. C'est à dire est-ce que le coût de transport est inclus, si oui, à quel taux?
  - ii. Est-ce qu'on a tenu compte des pertes en transport et qu'elles sont-elles, en pourcentage et quel est leur impact sur le coût de revient en ¢/kWh?
- c) Hydro-Québec cite une indexation du prix de l'électricité hors Québec de 3,0 %, est-ce que c'est le taux d'inflation utilisé pour le montage financier du projet,

sinon, quel taux d'inflation a été utilisé pour calculer le prix de revient de 9,2 ¢/kWh?

- d) Est-ce que le coût de 9,2 ¢/kWh est basé sur l'énergie produite au Complexe "La Romaine" ou sur l'énergie livrée après les pertes de transport?

3. Pour fin de calculs financiers, quelle durée de vie assigne-t-on à une ligne de transport?

4. Est-ce que les coûts d'entretien du complexe "La Romaine" sont pris en compte dans le prix de revient de 9,2 ¢/kWh, si oui, quel est le coût d'entretien prévu pour le complexe "La Romaine", en ¢/kWh,

5. Dans le tableau 2-14, à la page 2-18 du document précité, le promoteur mentionne un achat de transport pour l'exportation de 83 M\$ en 2020, année où le complexe sera pleinement opérationnel, c'est-à-dire en mesure de produire 8 TWh :

- a) Est-ce que ce 83 M\$ est en \$ 2015 ou en dollars courants (c'est-à-dire en dollars 2020 ou en dollars 2015)
- b) Si il est en \$ 2020, cet achat de 83 M\$ pour 8 TWh donne un coût de transport de 1,0375 ¢/kWh, ce qui donnerait un coût de transport de 0,72 ¢/kWh en \$ de 2008. Comment expliquer la différence avec les 1,3 ¢/kWh chargés aux producteurs éoliens? Hydro-Québec peut-il l'expliquer, et/ou le justifier, avec des calculs de coûts en ¢/kWh?

6. Nous demandons les informations relatives au(x) marché(s) potentiel(s) de vente à l'exportation :

- a) Inventaire des sources de production en construction et celles prévues (centrales au gaz, au charbon, nucléaire, éolien et autres);
- b) Inventaire des économies d'énergies anticipées par les marchés extérieurs.  
47. la liste de tous les coûts additionnels du projet qui s'ajoutent au coût de 6,5 G\$ du projet (coût des ententes, des lignes de transport, etc.)
- c) La liste de tous les coûts additionnels du projet qui s'ajoutent au coût de 6,5 G\$ du projet (coût des ententes, des lignes de transport, etc.)
- d) Le détail du calcul du coût de production de 9,2 cents/kWh incluant tous les chiffres utilisés pour ce calcul. Mentionner spécifiquement les coûts qui n'ont pas été pris en compte et pourquoi.

7. Le tableau 2-14 de l'étude d'impact ne contient pas le taux des ventes en sous par kWh prévus sur les marchés jusqu'en 2026.

- a) Le promoteur peut-il préciser à quel taux seront vendus les kWh?
  - b) Selon quelles études Hydro-Québec prévoit-elle le taux des ventes (en sous par kWh) sur les marchés extérieurs jusqu'en 2026?
8. Quel était le coût prévu initialement de la centrale Sainte-Marguerite-3 et le coût total une fois tous les dépassements de coût comptabilisés à ce jour ?
9. Quel était le coût présenté du projet Eastmain 1-A lors des audiences publiques et le coût annoncé lors du début des travaux ?
10. Quel est le total des dépassements de coût du projet Eastmain 1-A à ce jour?
11. Quel a été le total des dépassements de coût du projet Eastmain 1 à ce jour?
12. Déposez les garanties que le coût du projet de la Romaine ne haussera pas soudainement de 25% après le dépôt du rapport de la commission, à l'exemple du projet Rupert dans la nuit du 11 janvier 2007 ?

### *2.5 Thème énergétique*

1. Selon quelles études sérieuses Hydro-Québec se base-t-il pour affirmer à la section 2.5.4 de son étude d'impact que :
- « Des sources d'énergie comme la géothermie et l'énergie solaire ne sont pas des solutions de rechange au projet du complexe de la Romaine. Ces filières sont tributaires de développements technologiques à venir » ?
2. Hydro-Québec reconnaît-elle que ses prévisions de croissance de la demande ont systématiquement été révisées à la baisse depuis une décennie ?
3. a) Quelles quantités de puissance Hydro-Québec désire-t-elle se priver dans les prochaines années en renonçant à renouveler ses contrats de puissance interruptibles?
- b) Le promoteur peut-il présenter un bilan en puissance et en énergie avec et sans le projet de la Romaine et le comparer avec les engagements de livraison au Québec?
- c) Quelle sont les ressources disponibles actuellement en Énergie et en puissance, en incluant les achats à long terme?
4. Hydro-Québec a-t-il fait des prévisions de ventes d'électricité du projet à partir de l'exportation de 8 TWh annuellement ou de 7,3 TWh annuellement pour tenir compte des pertes de charge dans le réseau de transport? Hydro-Québec peut-il le prouver par la

présentation de chiffres vérifiables de façon indépendante?

5. Suite à l'introduction de 4000 MW éoliens dans le réseau d'Hydro-Québec, les centrales hydroélectriques seront sollicitées moins souvent mais devraient éventuellement avoir à fournir occasionnellement plus de puissance si la croissance de la demande en pointe continue d'augmenter. En somme les centrales hydroélectriques auraient un facteur d'utilisation plus faible et pourraient donc avoir plus de puissance installée sans vider les réservoirs.

- a) Hydro-Québec peut-elle présenter des études de scénarios de suréquipement de centrales existantes (par exemple, augmenter la puissance du complexe Manic de 1550 MW ) pour tenir compte du plus faible facteur d'utilisation hydroélectrique nécessaire suite à l'introduction de 4000 MW éolien dans le réseau d'Hydro-Québec?
- b) Quel a été le coût des centrales Manic 5 PA et LG-2A (en dollar courant et en dollars d'aujourd'hui)?

6. Hydro-Québec Production peut-elle nommer le nombre de pays qui ont déjà dépassé la limite de 10% d'éolien qu'il semble y avoir dans le réseau Québécois?

7. Hydro-Québec peut-elle présenter, référence à l'appui, la nouvelle puissance installée en solaire photovoltaïque en Allemagne durant l'année 2007?

8. Hydro-Québec peut-elle présenter, référence à l'appui la nouvelle puissance installée en éolien en Espagne en durant l'année 2007?

9. Hydro-Québec peut-elle présenter, référence à l'appui, la nouvelle puissance installée en solaire thermique en Allemagne durant l'année 2007?

10. Hydro-Québec peut-elle présenter, référence à l'appui, quelle quantité d'énergie (en équivalent TWh) les leaders européens ont produit à partir de la biomasse forestière en 2007?

11. Hydro-Québec peut-elle présenter, référence à l'appui, quelle quantité d'énergie (en équivalent TWh) les leaders européens ont produit à partir de biogaz en 2007?

12. Hydro-Québec peut-elle présenter, référence à l'appui, quelle quantité d'énergie et de puissance serait dégagée par un programme de substitution de chauffage électrique par la géothermie de 35000 maisons par an comme le fait la Suède?

13. Hydro-Québec peut-elle présenter la réduction de besoin en puissance et en Énergie associée à chacun de ses programmes d'efficacité énergétique ?

14. Pour quelle année Hydro-Québec Distribution devra-t-elle retourner en appels d'offres pour de la nouvelle puissance?

15. Pour quelle année Hydro-Québec Distribution devra-t-elle retourner en appels d'offres pour de la nouvelle énergie?

16. a) Quel est le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique actuel ?

b) À quel seuil de coût par kWh ce potentiel est-il maintenant établi?

17. Hydro-Québec Production reconnaît-elle qu'elle n'a aucune obligation légale d'offrir de nouveaux kilowattheures à Hydro-Québec Distribution et qu'elle pourrait très bien conserver toute l'énergie du projet la Romaine pour l'exportation même après 2020?

18. Hydro-Québec Production accepterait-elle de mettre en œuvre en remplacement du projet de complexe hydroélectrique de la Romaine un projet qui comporterait les mêmes avantages de création de marge de manœuvre en puissance et en énergie à un coût comparable si celui-ci lui était démontré?

19. Au Tableau 2-14 de l'étude d'impact, le promoteur mentionne qu'une partie de l'énergie du projet serait vendue au Québec à partir de 2021. Compte-tenu que l'étude d'impact de janvier 2008 tient compte d'un programme d'efficacité énergétique de 8 TWh à l'horizon 2015 et que le programme a été haussé à 11 TWh depuis, Hydro-Québec production peut-elle réviser l'année ou de l'énergie du projet Romaine serait vendue au Québec ?

20. Hydro-Québec peut-elle expliquer le surcoût par kWh pour un producteur d'installer des éoliennes qui fonctionnent sans danger à -30 degré Celsius telles que les éoliennes installées en Suède et en Finlande au nord du cercle polaire?

### **3. Le projet :**

#### *3.1 Principaux impacts du projet*

Voici les impacts les plus importants qu'entraînerait la construction du projet hydroélectrique de la rivière Romaine :

- Un projet de 8 milliards de dollars comprenant 4 barrages et ligne de transport électrique de 500 km.
- 295 km de rivière transformée en 4 réservoirs.
- Une superficie inondée de 279 km<sup>2</sup> de milieux terrestres, l'équivalent de plus de 100 parcs du Mont-Royal, créant de gigantesques lacs artificiels.
- Réduction de l'habitat naturel de plusieurs mammifères terrestres et des zones de repos pour les oiseaux migrateurs.
- Le mercure inorganique accumulé dans le sol submergé sera transformé en méthylmercure. Ce dernier sera absorbé par les poissons et la faune et pourra remonter la chaîne alimentaire jusqu'à l'humain.
- Les débits d'eau seront réduits de façon importante lors du remplissage des réservoirs. Pendant les travaux de 10 ans et une fois les réservoirs remplis, plusieurs lieux de reproduction des poissons disparaîtront.
- Inversion des crues: De façon naturelle, les rivières glacées ont un faible débit d'eau en hiver et un fort débit d'eau au printemps, au dégel, phénomène naturel qui permet notamment les cycles de reproduction des espèces. Suite à son harnachement, la rivière Romaine aura désormais un débit élevé en hiver, en raison des forts volumes d'eau turbinée pour satisfaire les besoins énergétiques de la pointe hivernale. À l'inverse, au lieu des crues printanières du dégel, l'eau sera retenue pour remplir les réservoirs.

#### *3.2 Impacts environnementaux : Le BAPE peut-il recommander ce projet?*

Il est impossible de nier, de l'aveu même du promoteur, que le projet de Complexe hydroélectrique de La Romaine n'aura pas d'impacts environnementaux majeurs. L'épaisseur même de l'étude d'impact du promoteur fait foi de l'importance des impacts anticipés. Il est totalement impossible de prétendre qu'installer quatre barrages, transformer une rivière en quatre réservoirs, n'aura que des impacts négligeables.



Nous prenons donc pour acquit qu'impacts il y aura et cette Commission ne peut statuer autrement.

Sur quelle base peut-on donc recommander un tel projet d'un point de vue environnemental?

Historiquement, la recommandation ou non, par le BAPE, de tout projet affectant l'environnement est fondée sur l'efficacité des mesures d'atténuations et de compensations environnementales. Ce sont toujours les arguments clés qui permettent l'autorisation ou non de la construction de barrages hydroélectriques.

Or, nous disposons maintenant de plusieurs cas de complexes hydroélectriques, petits et grands, qui ont fait l'objet d'études environnementales assorties de mesures d'atténuations et d'obligations de suivis. Nous pouvons donc évaluer la pertinence et l'efficacité de ces mesures d'atténuations. Autrement dit, les hypothèses se heurtent aujourd'hui à la vérification réelle.

Cette « jurisprudence » environnementale, de même que l'étude d'impacts déposée par le promoteur sur le Complexe La Romaine, peuvent donc nous permettre de mesurer si cette Commission est en mesure de recommander que ce projet aille de l'avant.

**À cette question, notre réponse est un non formel. En voici quelques raisons :**

1. Tant et aussi longtemps que le promoteur n'aura pas déposé les données brutes de ses études de suivis précédents, il est impossible d'en évaluer l'efficacité ou non. Nos questions au promoteur du chapitre précédent, et les données que nous réclamons, doivent donc être déposées avant même que toute recommandation puisse être faite par cette Commission.
2. Hydro-Québec se contredit sur des questions environnementales majeures, notamment sur le mercure. Selon Hydro-Québec en effet, et lors de l'étude du projet Rupert, nous avons été assurés lors des audiences publiques que les modèles utilisés par le promoteur était insurpassables et totalement fiables. Or, nous apprenons aujourd'hui avec stupéfaction que ces modèles ont été améliorés pour La Romaine.
3. Tant et aussi longtemps que le promoteur n'aura pas répondu adéquatement à toutes les questions environnemental et notamment celle concernant le mercure, qu'il n'aura pas déposé ses 25 analyses de mercure et leurs lieux précis d'échantillonnage, qu'il n'aura pas explicité exhaustivement la problématique de la contamination à l'aluminium de Sainte-Marguerite et les mesures qu'il entend prendre pour qu'elle ne reproduise pas, toute recommandation favorable est impossible. Nous tenons à souligner qu'autoriser une contamination aussi massive d'un

puissant neuro-toxique comme le mercure aux portes de Montréal, serait proprement impensable. La même logique doit prévaloir sur la Côte Nord et cette Commission doit en tenir compte.

4. Nous n'avons aucune garantie, comme l'avait pertinemment soulevée la commissaire Beaudet lors de l'étude Rupert, qu'Hydro-Québec privilégiera l'environnement sur la rentabilité et prendra les mesures nécessaires, notamment en termes de débits, pour assurer des impacts minimaux. **Pire, à maintes reprises, dans l'étude d'impact comme dans ses réponses aux questions, le promoteur réaffirme que ses choix, notamment en termes de débits réservés et de scénarios privilégiés, sont clairement établis en fonction de la rentabilité du projet au détriment des impacts environnementaux. Rien ne permet de conclure qu'il en sera autrement lors de l'exploitation de ce complexe.**
5. Nous n'avons aucun indice sur l'efficacité des frayères artificielles de saumon et autres espèces.
6. Pire encore, toutes les études de suivis ont été réalisées uniquement par le promoteur ou une compagnie privée embauchée par le promoteur. Ces rapports contiennent souvent des informations très sommaires ou incomplètes. **Hydro-Québec est en conflit d'intérêt direct en matière de suivis environnementaux sur ses propres projets et ne peut en aucune manière être crédible.**
7. Par ailleurs, le seul fait que la grande majorité des rivières, entre Tadoussac et Havre Saint-Pierre, seront harnachées d'ici quelques années par des promoteurs privés ou publics, nous assure que des impacts peut-être majeurs, affecteront l'estuaire du Saint-Laurent. Pourtant, aucune étude cumulative n'est disponible, ni de la part du promoteur, ni du gouvernement. Comme Commission en environnement, c'est là une lacune suffisamment importante pour repousser toute recommandation.

**Ce ne sont que quelques exemples qui permettent cependant d'affirmer qu'en l'état actuel des choses, qu'aucune recommandation ne peut être effectuée sur ce projet.**

**Toute autorisation sur la foi des informations dont nous disposons équivaudrait à donner un chèque en blanc environnemental à Hydro-Québec.**

### *3.3 Énergie : A-t-on besoin de l'énergie du projet de la Romaine?*

Lors du processus d'évaluation du projet Rupert, le promoteur invoquait la nécessité de rétablir une marge de manœuvre de plus de 15 TWh/an pour pouvoir envisager une participation éventuelle aux appels d'offres de long terme d'Hydro-Québec Distribution et combler (une partie de) la croissance des besoins du Québec à compter de 2012.

Les résultats de cette analyse<sup>2</sup> démontrent que, en conditions d'hydraulicité normales, Hydro-Québec Production disposera dès 2008 d'une marge de manœuvre en énergie de plus de 16 TWh et que cette marge de manœuvre augmentera graduellement pour atteindre environ 27 TWh en 2020-2021. Dans l'éventualité de la réalisation du projet La Romaine, sa marge de manœuvre en énergie atteindrait plutôt 27 TWh dès 2014-2015 pour s'élever ensuite à environ 35 TWh en 2020-2021. **Il y a donc sans cesse un accroissement de la marge de manœuvre de la part d'Hydro-Québec.**

Les besoins en énergie prévus par HQ Distribution dans ses prévisions les plus récentes sont donc couverts en quasi totalité jusqu'en 2020 par les approvisionnements existants et/ou prévus. D'ailleurs la centrale de Bécancour est actuellement fermée et cela coûtera 200 millions de dollars cette année compte-tenu de l'impossibilité de revendre ces surplus à profits.

La figure 1 faite par le promoteur expose la grande marge de manœuvre dont possèdera le promoteur.

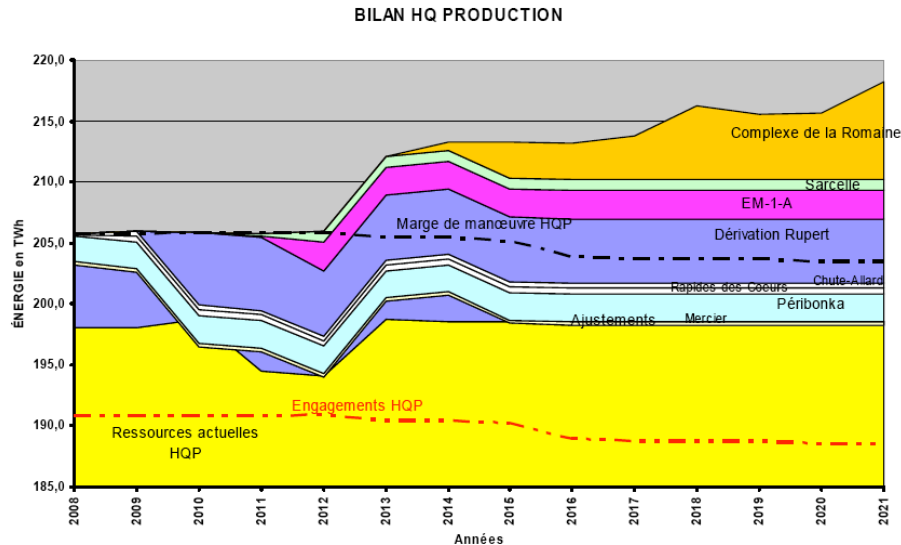


Figure 1 : Énergie disponible dans le futur selon le bilan d'Hydro-Québec production

Source : DA59 Document déposé par le promoteur aux audiences publiques du projet de quatre centrales sur la rivière Romaine

De plus, les hausses de la demande en électricité sont moins élevées que les prédictions faites. Le tableau 1 démontre que les prédictions sont constamment révisées à la baisse.

<sup>2</sup> Étude d'impact Complexe La Romaine, tableaux 2-8 et 2-9, pages 2-11 et 2-12.

Tableau 1. Ventes régulières 1993-2006 et prévisions HQD 2004-2017<sup>3</sup>

	<b>ventes régulières</b>	<b>HQD R- 3526-04 mars 2004</b>	<b>HQD R- 3550-04 nov 2004</b>	<b>HQD R- 3648-07 nov 2007</b>
<b>1993</b>	137			
<b>1994</b>	139			
<b>1995</b>	142			
<b>1996</b>	144,5			
<b>1997</b>	147,3			
<b>1998</b>	142,8			
<b>1999</b>	147			
<b>2000</b>	152,8			
<b>2001</b>	152,2			
<b>2002</b>	158,6			
<b>2003</b>	167,1	166,5		
<b>2004</b>	165,9	169,9	164	
<b>2005</b>	169,2	173,9	169,3	
<b>2006</b>	167,3	175,5	173,1	
<b>2007</b>		177,6	175,3	171,8
<b>2008</b>		179,5	177,7	170,9
<b>2009</b>		182,1	178,8	173,6
<b>2010</b>		184,4	180,1	176,8
<b>2011</b>			181,2	178
<b>2012</b>			182,9	180,3
<b>2013</b>			183,6	181,3
<b>2014</b>			184,8	182,6
<b>2015</b>				184
<b>2016</b>				185,9
<b>2017</b>				186,9

La division Production d'Hydro-Québec (le Producteur) n'est soumise à aucune autorité réglementaire. À l'égard des besoins en électricité du Québec, son obligation est limitée à la fourniture des premiers 165 TWh consommés annuellement, plus les pertes de transport et distribution qui y sont associées (13,9 TWh), ainsi que de la puissance à la pointe correspondant au profil de l'électricité patrimoniale, soit 34 340 MW.

<sup>3</sup> Voir, dans la section Graphiques et tableaux, p. 49, *Ventes au Québec et prévisions HQD 1993-2017*.

Au-delà de cette obligation, le Producteur est libre de vendre ses capacités de production restantes au prix du marché soit dans les marchés extérieurs, soit en participant aux appels d'offres de sa division Distribution. **La puissance additionnelle requise à l'horizon 2020 ne devrait donc pas justifier le projet de quatre centrales sur la rivière Romaine.**

### *3.4 Rentabilité*

**À qui vendra-t-on l'énergie dispendieuse et est-ce l'investissement le plus rentable pour le Québec?** Les quatre centrales hydroélectriques de La Romaine seront complétées dans 12 ans. Qu'en sera-t-il du marché dans 12 ans?

Considérant ce qui a été démontré précédemment, cette énergie, de même que celle des autres projets actuellement en cours, tels que celle de la Rupert, de Gentilly 2 et des mini-centrales, sera obligatoirement destinée aux marchés d'exportation, et principalement ceux de la Nouvelle-Angleterre.

Dans cet esprit, il est important de prendre, minimalement, en considération les points suivants :

- Aucun contrat n'est encore signé garantissant une exportation d'énergie à long terme; pire, aucune intention d'achat n'a été manifestée clairement et par écrit par les éventuels acheteurs. Au moment où, dans 12 ans, La Romaine sera prête à exporter l'énergie produite, tout laisse supposer que le marché américain, pour en citer un (voir plus loin), sera transformé et axé sur la réduction énergétique et sur des mesures protectionnistes en matière d'achat d'énergie. **La Romaine serait donc construite sur des bases de rentabilité purement spéculatives dont les fondements sont pour le moins incertains.**
- L'énergie québécoise destinée à l'exportation la moins coûteuse est certainement celle qui aura été dégagée, via des économies d'énergie et des énergies de substitution moins coûteuse que le projet, à partir de nos équipements déjà existant, et dans bien des cas, déjà payés par l'État québécois. Par exemple, l'énergie de La Grande ou de Manic qu'Hydro-Québec Production vend habituellement de 2 à 4 cents par kWh à Hydro-Québec Distribution et qui serait économisée au Québec, est beaucoup plus rentable sur les marchés d'exportation que celle de La Romaine, Gentilly 2 ou La Rupert.
- Les revenus d'exportation d'Hydro-Québec se situent autour de 1 milliard de dollars. Or, au même moment, la facture québécoise annuelle d'achat de carburants fossiles, pétrole et mazout, se situe à 10 milliards de dollars. Même en doublant, dans 12 ans, les revenus d'exportation d'Hydro-Québec et en les portant à deux milliards, le Québec restera dans un douloureux déficit quant à son bilan énergétique et économique. **Pire, les emplois créés par la construction des barrages seront terminés et aucune structure industrielle alternative n'aura été**

**mise en place. En bref, nos travailleurs seront retournés au chômage, et avec un déficit net de plusieurs milliards de dollars, non résolu.**

- Les États-Unis, nos principaux acheteurs, s'apprêtent à mettre en œuvre un gigantesque plan de transformation aux énergies alternatives dont les objectifs sont doubles : créer une industrie ultra-performante d'énergies vertes et de substitution, ainsi que d'efficacité énergétique; et imposer la plus grande indépendance possible du pays en matière énergétique. Rien ne peut laisser présager qu'ils ne réussiront pas ce défi, d'autant qu'il sera supporté massivement par des incitatifs financiers et une ferme volonté politique. Déjà, des signes inquiétants, quant aux possibles ouvertures sur les marchés d'exportation de l'énergie canadienne et un repli protectionniste américain, se manifestent.
- Une prise de position ferme des maires américains en défaveur de l'énergie des sables bitumineux;
- Une forte campagne publique de l'industrie du « clean coal » américain, une ressource temporaire mais dont les États-Unis dispose en abondance et qui laisse présumer que plusieurs centrales au charbon seront construites d'ici peu. Il est bon de noter à cet égard qu'une centrale au charbon est construite en un temps beaucoup plus court que ne le sera le complexe de La Romaine, permettant ainsi rapidement et à bas prix de subvenir à toute hausse de la demande chez nos acheteurs américains;
- Une indéniable volonté, de la part des autorités américaines, de développer des sources d'énergie alternatives et de contrôler la demande, comme par exemple :

#### **À propos de New York**

"We can work on using less (energy). And in New York, we're determined to do what no other city has ever attempted, and that is to keep our energy usage at or near its current level even as our population grows. New York City is going to make money by being green".

- *Maire Bloomberg, New York Post, 20 août 2008*

#### **À propos du Vermont**

**ELECTRICITY SAVED** - Vermont businesses and homeowners who worked with Efficiency Vermont from 2000 to 2006 to make cost-effective efficiency investments **saved more than 307 million kilowatt hours (kWh) in annual electric energy.** Households and businesses are expected to see these savings continue for an average of 13 years.

**PEAK DEMAND SAVINGS** - **Since 2000, Efficiency Vermont has lowered Vermont's summer peak load by a total of over 43,000 kilowatts and winter peak load by over 51,000 kilowatts.** These peak demand savings increase the reliability of existing

generation, transmission and distribution facilities, **while helping to postpone the need for costly upgrades and expansion.**

**EVERYONE BENEFITS** - All Vermonters share the benefits of Efficiency Vermont's work, because when any Vermonter saves energy, **utilities generally need to buy less energy**, and all of our electric bills are lower than they would be without energy-efficient practices.

**ECONOMY** - Efficiency Vermont's work strengthens the state's economy, **as most of every dollar spent on energy efficiency stays in state**, while most of each dollar spent on power purchases leaves Vermont.

**LONG-TERM VALUE** - **Since 2000, when Efficiency Vermont was established, the cumulative lifetime economic value of efficiency investments in Vermont totals more than \$313 million. The continuing savings in electricity, fossil fuel and water help to decrease the cost of living and doing business in the Green Mountain State.**

- *Vermont 2008 : Efficiency Vermont (under contract to the Vermont Public Service Board.)*

#### **À propos des États-Unis en général**

Help create five million new jobs by strategically **investing \$150 billion over the next ten years** to catalyze private efforts to build a clean energy future.

**Deploy the Cheapest, Cleanest, Fastest Energy Source** -- Energy Efficiency: set an aggressive energy efficiency goal -- to reduce electricity demand 15 percent from projected levels by 2020.

National commitment to **weatherize at least one million low-income homes each year for the next decade**, which can reduce energy usage across the economy and help moderate energy prices for all.

- *The Obama-Biden comprehensive New Energy for America plan*

## 4. Scénario 1 : Réduire la demande et diversifier l'offre par la substitution

### 4.1. Sommaire du scénario

Le scénario présenté ici n'est pas exhaustif. Il n'est pas de notre ressort de le peaufiner jusque dans les moindres détails de sa mécanique. Ce rôle appartient à Hydro-Québec, en association avec d'autres intervenants tel que l'Agence d'efficacité énergétique. Néanmoins, nous avons tenu à l'établir de façon suffisamment précise pour prouver deux points majeurs. Le premier est à l'effet que les seules alternatives présentées ici sont suffisantes à elles seules pour dépasser largement la production énergétique de La Romaine, et même des autres projets en cours d'Hydro-Québec, soit la Rupert, Gentilly-2, et les mini-centrales.

Notre second point démontré via ce scénario est que, loin d'être des solutions floues et lointaines comme le prétend Hydro-Québec, ces alternatives sont massivement implantées en Europe et même au Canada, notamment au Manitoba. Il n'y a donc aucune raison fondamentale qui empêche leur implantation au Québec.

Enfin, nous tenons à souligner également que selon les chiffres reconnus et éprouvés mondialement, ces alternatives sont beaucoup plus créatrices d'emplois. Mais pour être implantées efficacement, ce choix d'alternatives doit, comme toute politique, être soutenu par des investissements, des incitatifs financiers et fiscaux, et une véritable volonté politique.

Le scénario 1 repose sur l'application combinée de mesures d'efficacité énergétique, de substitution d'énergie, **notamment au chapitre du chauffage des bâtiments et de la récupération de chaleur**, et de la production d'énergies via des sources alternatives, notamment la valorisation des déchets et dépotoirs (biogaz), des boues septiques (animales et humaines) et de l'éolien. **Le résultat net permet une économie d'énergie plus grande que les 8 TWh du projet de la Romaine.**

Plus précisément, ces mesures peuvent inclure, par exemple, la mise à jour du code du bâtiment, le captage solaire, la géothermie et le chauffage à la biomasse. La période de construction du projet devrait se terminer en 2020, c'est-à-dire d'ici 12 ans. Le tableau suivant présente des économies d'énergie réalisables pendant cette période de construction du barrage, chaque mesure étant détaillée plus loin.

Tableau 2. Énergie (TWh) qui pourrait être économisée pendant la construction du barrage

Code Bâtiment	Captage solaire	Géothermie	Biomasse	Total	Projet Romaine
1,53	0,92	3,68	2,04	<b>8,17</b>	<b>8</b>



De plus, le taux de création d'emplois en région découlant des mesures d'économie d'énergie est de l'ordre de 12,7 emplois par tranche de 1 M\$ investie annuellement<sup>4</sup>. En comparaison, les 33 000 emplois directs et indirectes du projet des 4 barrages sur la Romaine (6,5 Milliard\$ sans les lignes) ne représente que 5,1 emplois par tranche de 1 M\$.

**Cela signifie, en clair, que dans chacune des régions du Québec, d'ici quelques mois, des travailleurs peuvent être à l'œuvre dans la rénovation énergétique de bâtiments, la pose de capteurs solaires, etc. De plus, une infrastructure manufacturière et de services, des PME et des entrepreneurs québécois, pourra se développer et prospérer dans la fabrication, l'installation et l'entretien et ce, pendant plusieurs décennies.**

#### 4.1.1 Mise à jour du Code du bâtiment

Si les 35 000 unités d'habitation mises en chantier annuellement au Québec sont tenues de rencontrer la norme Novoclimat, c'est une quantité d'énergie de 127,9 GWh qui serait économisée / an. Au bout de dix ans, environ 10% des unités de logement du Québec (350 000 / 3 500 000) économiseraient 25 % de leur énergie dédiée au chauffage pour une quantité d'énergie de 1,279 TWh / an d'une valeur annuelle de 112 M\$ (8,76 ¢ / kWh). Cette quantité d'énergie atteindrait 2,558 TWh / an au bout de vingt ans d'une valeur annuelle de 273 M\$ (10,68 ¢ / kWh)<sup>5</sup>.

Pour les douze ans du projet :  $12 * 0,1279 \text{ TWh} = 1,53 \text{ TWh}$

#### 4.1.2 Captage solaire et adaptation environnementale

Si les 35 000 unités d'habitation mises en chantier annuellement au Québec sont tenues de rencontrer la norme Novoclimat et que des caractéristiques de captage solaire y sont imposées, c'est une quantité d'énergie de 204,6 GWh qui serait économisée / an. Au bout de dix ans, environ 10% des unités de logement du Québec (350 000 / 3 500 000) économiseraient 40 % de leur énergie dédiée au chauffage pour une quantité d'énergie de 2,046 TWh / an d'une valeur annuelle de 179 M\$ (8,76 ¢ / kWh). Cette quantité d'énergie atteindrait 4,092 TWh / an au bout de vingt ans d'une valeur annuelle de 437 M\$ (10,68 ¢ / kWh)<sup>6</sup>.

Pour les douze ans du projet :  $12 * (0,2046 \text{ TWh} - 0,1279 \text{ TWh}) = 0,92 \text{ TWh}$

---

<sup>4</sup> Voir dossier R-3526-04 de la Régie de l'énergie, expertise de Philippe Dunsky déposée pour le RNCREQ, « La centrale du Suroît, l'efficacité énergétique et l'énergie éolienne : analyse comparative des options.

<sup>5</sup> Voir annexe 3 pour les détails

<sup>6</sup> Voir annexe 4 pour les détails

#### 4.1.3 Introduction de la géothermie

Si 1% des unités d'habitation au Québec (35 000) étaient dotées d'un système de chauffage géothermique (construction neuves ou rénovations), la quantité d'énergie économisée annuellement serait de 306,9 GWh. En répétant cet objectif pendant dix ans pour atteindre 10% des unités de logement (350 000), les économies d'énergie seraient de 3,069 TWh / an, d'une valeur de 269 M\$ /an (8,76 ¢ /kWh), à compter de la dixième année. Elles atteindraient 6,139 TWh / an au bout de vingt ans (700 000 clients x 8770 kWh) pour une valeur annuelle de 656 M\$ (10,68 / kWh)<sup>7</sup>.

Pour les douze ans du projet :  $12 * (0,3069 \text{ TWh}) = 3,68 \text{ TWh}$

Comme nous l'expliquerons plus loin, la Suède le fait déjà à hauteur de 40 000 unités par an et sa population est à peine plus élevée que celle du Québec

#### 4.1.4 Chauffage à la biomasse : 600 emplois et économie de 1568 MW

Le suréquipement est une avenue intéressante mais la réduction de la pointe hivernale par diverses solutions est plus intéressante encore à plusieurs égards. Elle permet de diminuer l'écart entre la pointe et le creux et de limiter de coûteux investissements qui ne servent que quelques heures par an tout ensemble pour suffire à la pointe.

Dans le dossier 3526-04 de la Régie de l'énergie. La firme ABGG a calculé que **les usines de production québécoise de biomasse fournissent 30 000 tonnes de granules de bois annuellement pour 10 000 maisons et que la réduction de la pointe associée pouvait être de 140 MW avec une moyenne hivernale de 56 MW. Soyons conservateurs et coupons la poire en deux : 98 MW**

**Une extrapolation par un facteur de 16 de cette situation permet d'estimer qu'avec 480 000 tonnes de granules de bois annuellement, soit essentiellement la biomasse inutilisée annuellement disponible sur la Côte-Nord<sup>8</sup>, la réduction de la pointe serait de 1568 MW.** À toute fin pratique cette conversion de 160 000 maisons vers le chauffage à la biomasse forestière permettrait à Hydro-Québec de dégager la même marge de manœuvre que celle voulue par le projet de quatre barrages sur la Romaine et aurait l'avantage de réduire la différence entre la pointe et le creux dans la demande québécoise. Trois firmes québécoises produisent déjà des granules de bois pour l'exportation et pourraient en fournir d'avantage au marché local selon le mémoire d'ABGG<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> Voir annexe 5 pour les détails

<sup>8</sup> Selon Radio-Canada, 4 août 2008, Biomasse Forestière Québec va de l'avant, <http://www.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2008/08/04/007-biomasse-forestiere.asp>

<sup>9</sup> Rapport technique AB-167, L'utilisation de poêles à granules de bois pour le chauffage domestique afin de diminuer la pointe électrique de chauffage en hiver au Québec.

Cette quantité de bois, 480 000 tonnes, représente 2,04 TWh selon l'extrapolation des calculs de la firme ABGG (0,12755 TWh X 16) et l'exploitation de l'énergie du bois pour le chauffage crée nettement plus d'emplois permanents à long terme que le présent projet, soit 300 emplois par TWh tel qu'évalué en Suède pour la récolte, la transformation et l'utilisation du bois, notamment dans les zones rurales et les régions forestières<sup>10</sup>. En France, selon l'Ademe, la filière bois-énergie représente l'équivalent de 20 000 emplois<sup>11</sup>. À 300 emplois par TWh, le potentiel est donc de 600 emplois permanents pour 2,04 TWh soit plus de quatre fois le nombre d'emploi permanent proposé par Hydro-Québec avec son projet de quatre barrages. **Il serait donc possible de créer 600 emplois permanents, principalement sur la côte nord en exploitant la filière de la graine de bois pour le chauffage sans harnacher la rivière et en n'utilisant que les résidus de bois des forêts.**

Les solutions de chauffage géothermique résidentielle, solaire et à la biomasse répondent aussi à un besoin régulièrement soulevé par divers experts à l'effet qu'il faut mettre la bonne énergie à la bonne place.

#### 4.1.5 Hydro-Québec ne devrait pas se priver de ses contrats de livraison de puissance interruptibles

Hydro-Québec a reconnu aux audiences publiques qu'elle comptait ne pas renouveler ses contrats de puissance interruptibles. Le dialogue était appuyé du document DA59<sup>12</sup> où on peut voir une réduction de la puissance en 2013, 2016 et 2018 dans les ressources actuelles en puissance.

La Fondation Rivières est d'avis qu'Hydro-Québec ne devrait pas se priver de ces contrats de puissance interruptibles. Comme nous l'avons vu à la section 4.1.4, le projet n'est pas nécessaire en énergie, mais uniquement pour fournir la pointe de consommation qui ne dure que quelques heures par année. Il serait inadmissible de construire quatre barrages sur la rivière Romaine quand on peut conserver des contrats d'électricité interruptibles qui, de toute façon ne sont que très peu utilisés et ne nuisent pas à l'industrie. Si Hydro-Québec production veut augmenter sa capacité en puissance qui est visiblement déséquilibrée par rapport à sa production en énergie, **Hydro-Québec devrait envisager le suréquipement de centrales avec réservoirs plutôt que de harnacher de nouvelles rivières.**

---

[http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/352604/MemoiresParticip3526/Memoire\\_GranulesCombustibleEnergex\\_21avr04.pdf](http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/352604/MemoiresParticip3526/Memoire_GranulesCombustibleEnergex_21avr04.pdf)

<sup>10</sup> Système solaire, le journal des énergies renouvelables N° 169 – 2005 BAROMÈTRE BOIS ÉNERGIE–octobre 2005

[http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/observ/baro169.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro169.pdf)

<sup>11</sup> Ibib

<sup>12</sup> <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/La%20Romaine/documents/DA59.pdf>

Par exemple, le gouvernement du Québec a annoncé, le 14 novembre 2008, une augmentation de la puissance de 400 MW à la centrale SM-3 pour 400 millions de dollars<sup>13</sup>, **soit 1 MW de puissance par million de dollars d'investissement**. Il s'agit d'une bonne façon de combler la pointe.

Également, dans l'étude d'impact du projet de dérivation de la Rupert, Hydro-Québec a estimé que la centrale de 768 MW seule, sur un réservoir déjà existant, avec une hauteur de chute de 63 mètres coûterait moins de 1,2 milliards de dollars. : « 1179,2M\$ pour la centrale de l'Eastmain-1-A »<sup>14</sup>, **soit 0,65 MW de puissance par million de dollars d'investissement. En comparaison, le projet de 6,5 milliard de dollars avant connexion représente 0,24 MW de puissance par millions de dollars.**

Ces solutions de suréquipement de centrales pour augmenter la puissance pourraient être répétées en plusieurs endroits du réseau d'Hydro-Québec qui dispose de réservoirs totalisant 172 TWh mais n'en utilise actuellement qu'environ 110 TWh<sup>15</sup>.

De plus Hydro-Québec complète actuellement la dérivation de la rivière Rupert qui fournira une quantité d'eau additionnelle aux centrales Robert Bourassa, LG-2A et LG-1. Leur facteur d'utilisation sera donc rehaussé à compter de 2009 et le potentiel de suréquipement devient plus intéressant encore à ces sites.

Les endroits les plus rentables de suréquipement devraient être déterminés par des études qu'Hydro-Québec possède sûrement. Il ne faut que les faire sortir des tiroirs. Il serait inutile qu'Hydro-Québec tente de faire croire à qui que ce soit qu'elle ne possède pas de scénarios de suréquipement pour plusieurs de ses centrales avec réservoir.

#### 4.1.6 Les déchets solides

Les filières telles que l'efficacité énergétique, l'énergie des déchets qui ne peuvent être recyclés, les biogaz d'usines d'épuration, les biogaz des dépotoirs et le méthane provenant des animaux de ferme devrait être utilisés en visant de s'approcher de 100 % du potentiel.

Au Danemark, il est interdit d'enfouir des déchets qui pourraient être brûlés. Mentionnons que le Danemark a un contexte politique qui incite à produire de l'énergie avec les déchets, ce qui n'est pas le cas du Québec. Voici un exemple d'incitatif mis en place : « Seules les unités fonctionnant en cogénération (...) bénéficient d'une subvention pour leur production d'électricité. Cette subvention comprise entre 0,9 et 1,3 c€/kWh s'ajoute aux prix de marché. (...) La place de référence tenue par le Danemark au sein de l'Union européenne est le fait d'une politique d'incinération vieille de plus de 100 ans. La

---

<sup>13</sup> <http://elections.radio-canada.ca/elections/quebec2008/2008/11/14/003-charest-plan-nord.shtml>

<sup>14</sup> Page 1-10, Volume 1, Centrale de l'Eastmain 1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, Hydro-Québec Production, Décembre 2004

<sup>15</sup> Selon Baril, Hélène 05 avril 2006. La presse : Hydro vend ses canards boiteux

stratégie danoise repose principalement sur l'interdiction de mise en stockage des déchets pouvant être incinérés»<sup>16</sup>

La fondation Rivières croit que le Québec génère autant de déchet par habitant que le Danemark et qu'en conséquence le potentiel est au minimum aussi élevé par habitant. Par contre il est hors de portée des moyens financiers de la fondation de calculer le coût par unité d'énergie de développer le potentiel de développement énergétique des déchets municipaux solides.

Tableau 3

**PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE DES  
DÉCHETS MUNICIPAUX SOLIDES PAR HABITANT  
POUR CHAQUE PAYS DE L'UNION EUROPÉENNE  
EN 2007\* (TEP/1 000 HAB.)**  
*PRIMARY ENERGY PRODUCTION FROM  
RENEWABLE MUNICIPAL SOLID WASTE PER  
INHABITANT FOR EACH EUROPEAN UNION  
COUNTRY IN 2007\* (TOE/1000 INHAB.)*

<i>Pays/Countries</i>	<i>Tep/1 000 hab./Toe/1 000 inhab.</i>
Danemark/ <i>Denmark</i>	135,9
Pays-Bas/ <i>The Netherlands</i>	39,7
Suède/ <i>Sweden</i>	33,6
Luxembourg/ <i>Luxembourg</i>	30,0
France/ <i>France</i>	18,0
Belgique/ <i>Belgium</i>	17,5
Finlande/ <i>Finland</i>	17,3
Italie/ <i>Italy</i>	15,0
Autriche/ <i>Austria</i>	13,4
Allemagne/ <i>Germany</i>	13,0
Portugal/ <i>Portugal</i>	8,9
Espagne/ <i>Spain</i>	7,3
Royaume-Uni/ <i>UK</i>	6,6
Rép. tchèque/ <i>Czech Rep.</i>	5,7
Hongrie/ <i>Hungary</i>	4,7
Slovaquie/ <i>Slovakia</i>	3,9
Pologne/ <i>Poland</i>	0,0
<b>UE/EU</b>	<b>12,4</b>

\* Estimation/*Estimate.* SOURCE : EUR-OBSERV'ER 2008

Source : [http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_observ\\_baro//baro186\\_b.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_observ_baro//baro186_b.pdf)

En utilisant la donnée du Danemark inscrite au tableau 4 ci-dessus : 135,9 TEP par 1000 habitants équivalent à 1580 Kwh par habitant. Si on extrapole ces données à l'échelle du Québec c'est 7 800 000 X 1580 kwh = 12,32 TWh avant les pertes de 22%. **Donc, 9,61 TWh de potentiel en atteignant le niveau d'utilisation du Danemark.**

<sup>16</sup> [http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_observ\\_baro//baro186\\_b.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_observ_baro//baro186_b.pdf)

## 4.2 Diversification de l'offre

### 4.2.1 Les énergies alternatives

Le graphique suivant simule les variations annuelles moyennes de la demande d'électricité au Québec ainsi que les apports énergétiques en conditions d'hydraulicité normales. On constate que les apports sont plus grands que les besoins.

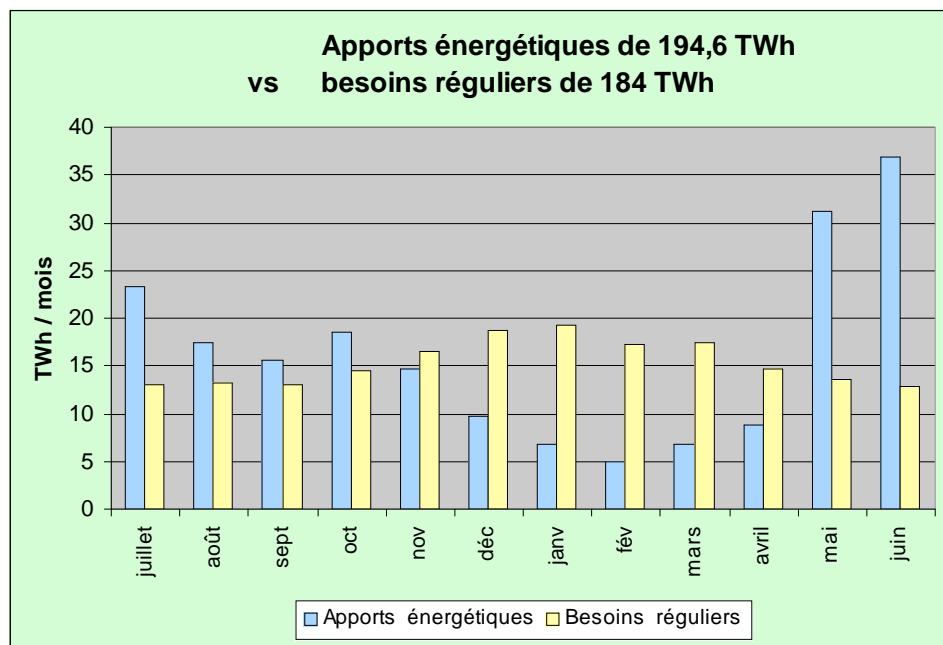


Figure 1 : Profils annuels de l'offre et de la demande pour 2006-2007  
Source : Jean-François Blain

Rappelons que le projet de la Romaine n'est aucunement justifié en énergie. Les surplus sont abondants et d'autres solutions de rechange pourraient augmenter encore les surplus. Certains pays européens produisent une gigantesque quantité d'énergie et de puissance à partir d'énergies alternatives en comparaison avec le projet de la rivière Romaine et même l'ensemble des projets futurs d'Hydro-Québec.

Le total de la puissance de ces projets, présentement en développement et aussi ceux qui sont publiquement annoncés comme étant à l'étude, est de 3243 MW. Ils produiraient une énergie combinée de 22,5 TWh si on estime à la hausse l'énergie des minicentrales. Ces projets sont détaillés par les deux graphiques qui suivent.

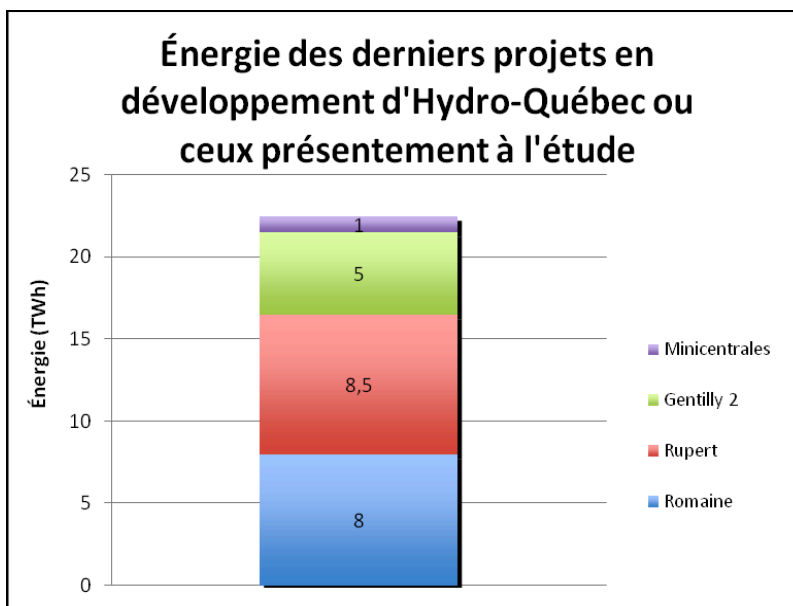
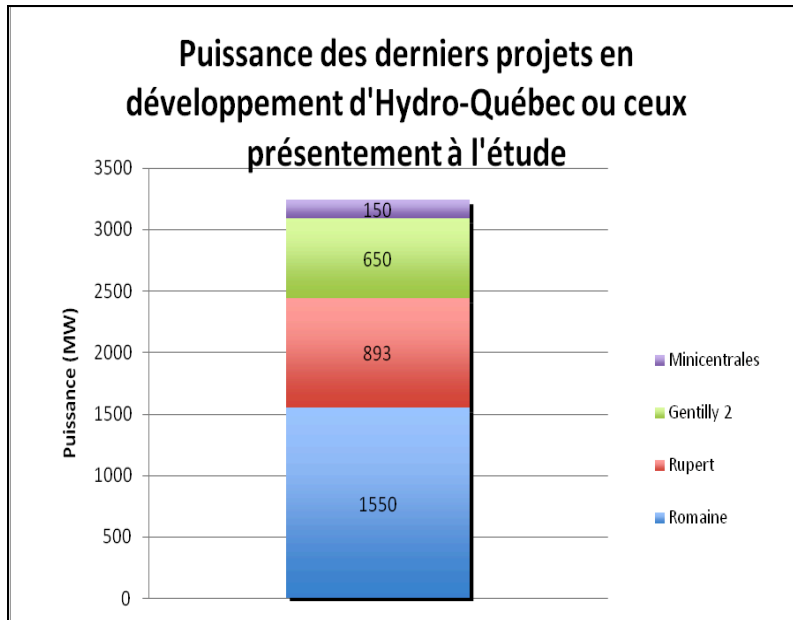
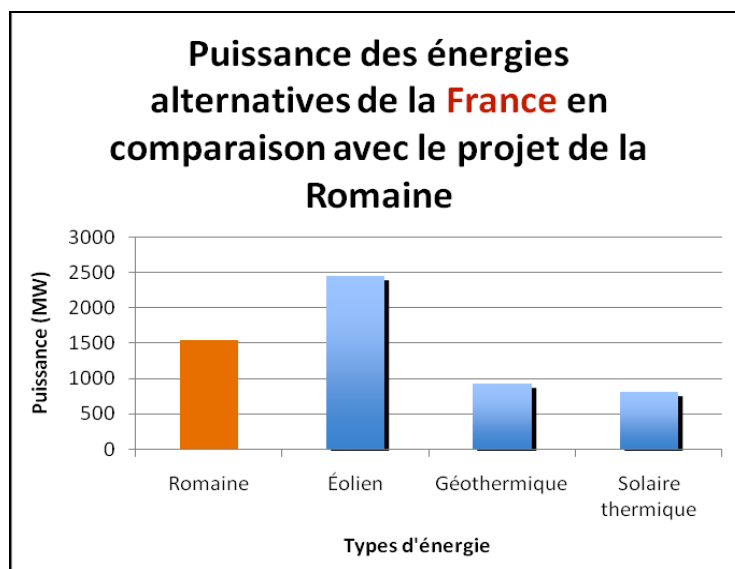
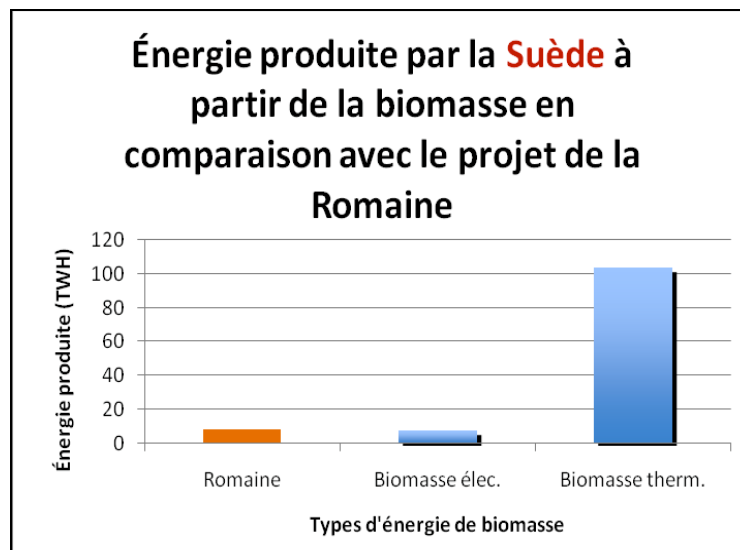
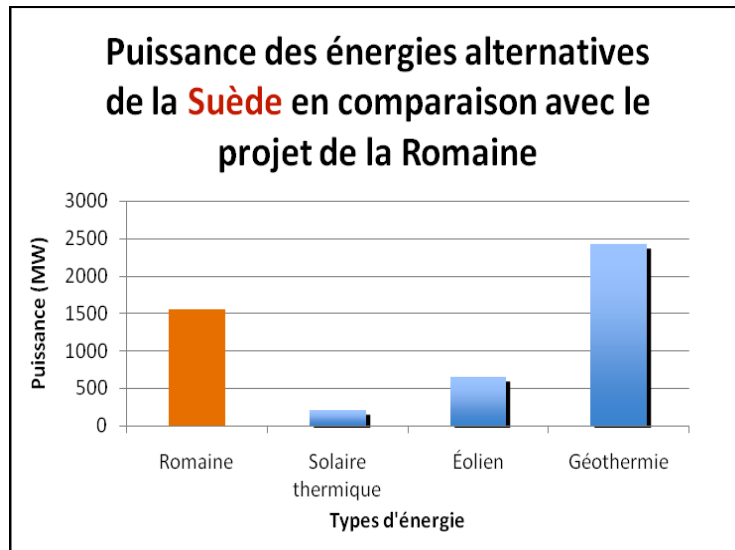


Figure 2. Puissance et énergie des différents projets Hydro-Québec en développement ou à l'étude

Voici maintenant les graphiques qui comparent l'aménagement hydroélectrique de la rivière Romaine aux énergies alternatives de certains pays européens. Toutes les données des pays européens proviennent du site Web [energies-renouvelables.org](http://www.energies-renouvelables.org). Ce sont les chiffres des différents documents « baromètre » tels que *SYSTÈMES SOLAIRES le journal des énergies renouvelables* N° 184 – 2008 *PHOTOVOLTAIC BAROMETER* – AVRIL 2008<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> [http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat\\_baro/observ/baro184.pdf](http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro184.pdf)





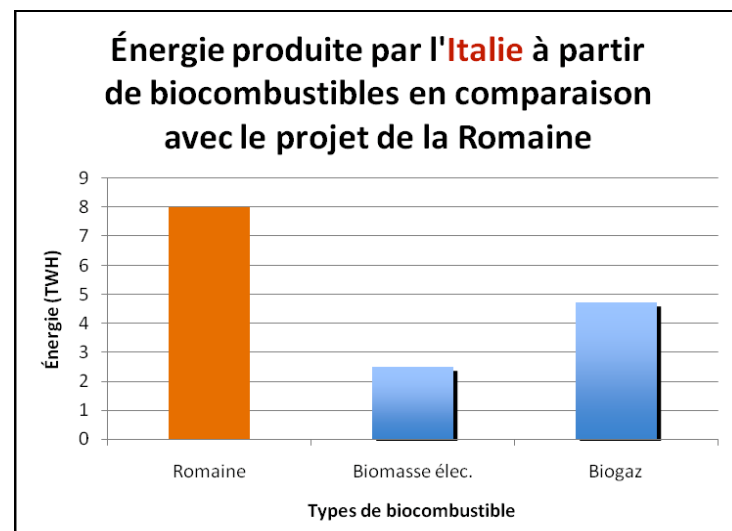
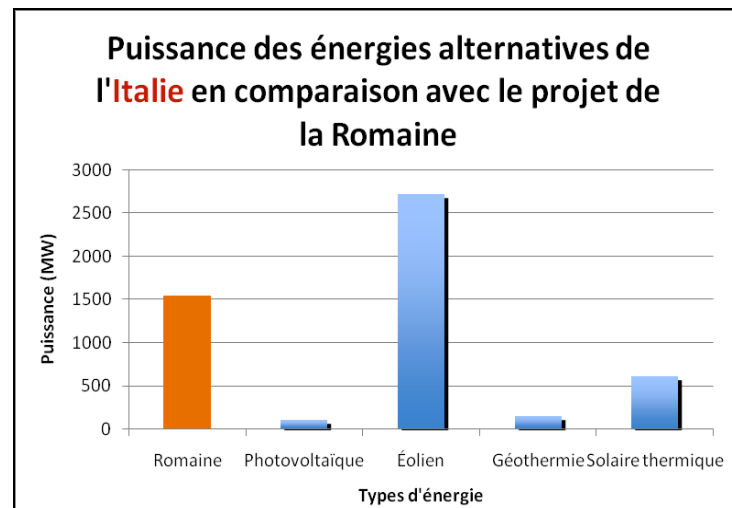
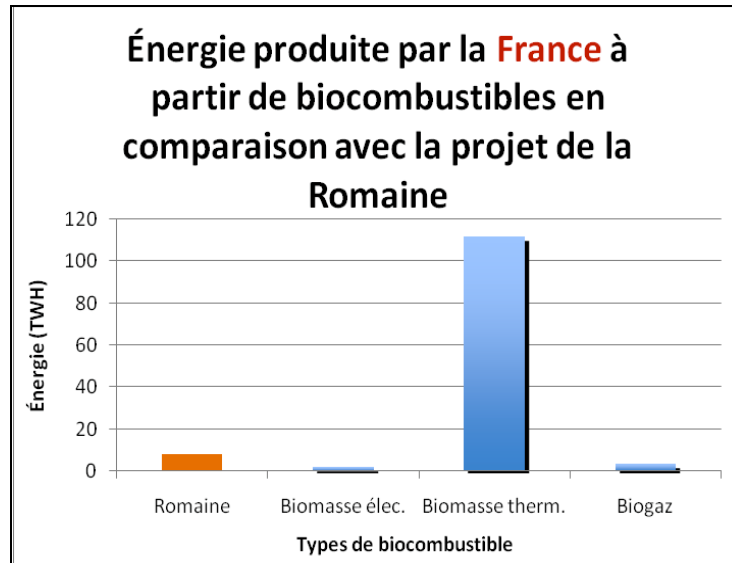
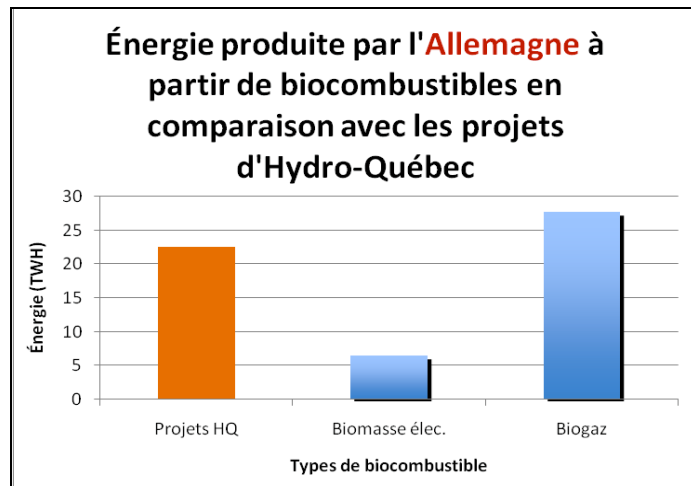
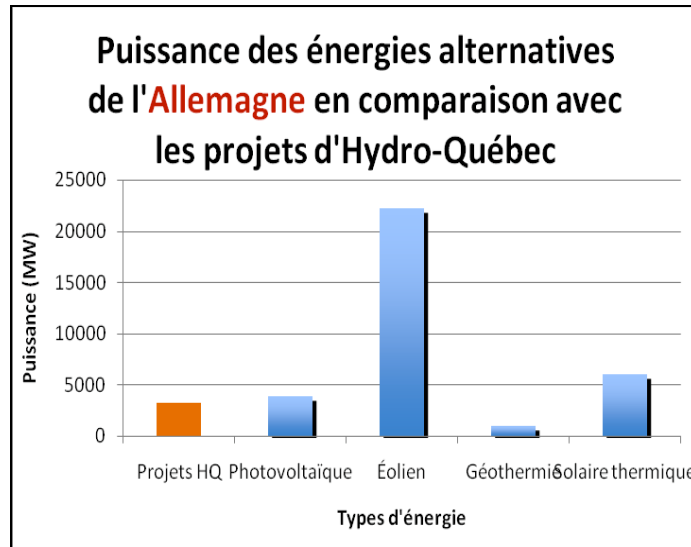
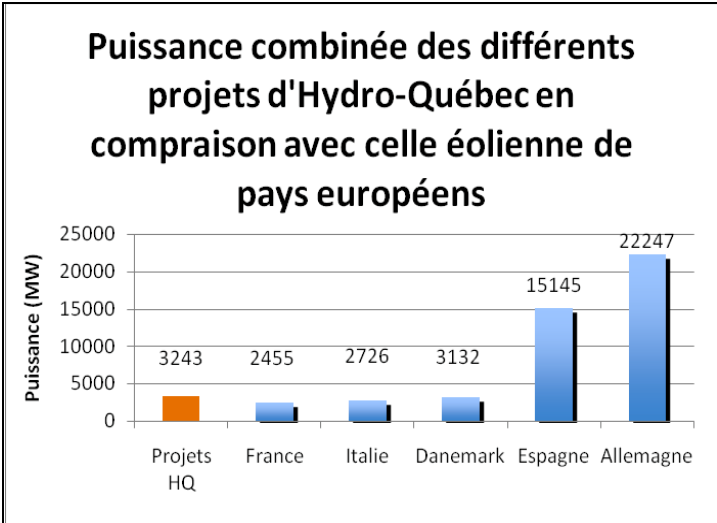
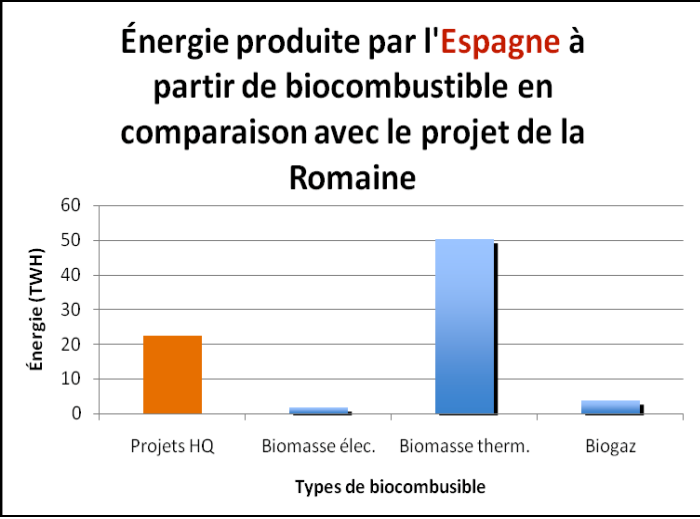
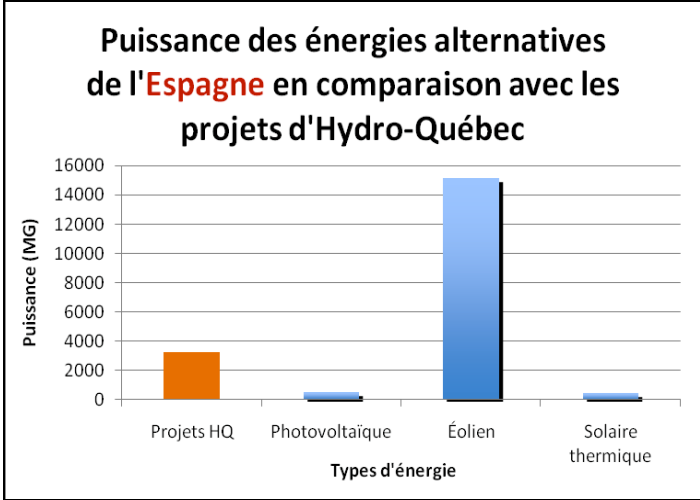


Figure 3. Puissance et énergie produite, à partir d'énergies renouvelables autre que l'hydroélectricité, par certains pays européens en comparaison avec le projet de la rivière Romaine

Voici ensuite les comparaisons entre l'ensemble des projets et les énergies renouvelables de certains pays européens.





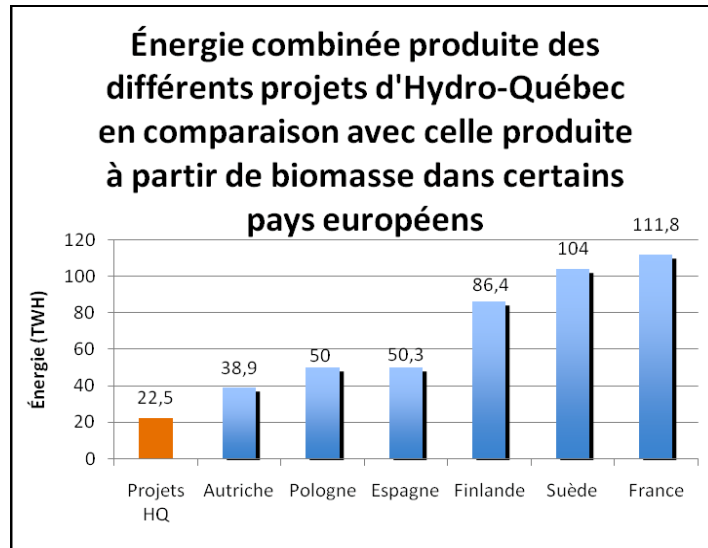


Figure 4. Puissance et énergie produite, à partir d'énergies renouvelables autre que l'hydroélectricité, de pays européens en comparaison avec différents projets Hydro-Québec en développement ou à l'étude

**Il est désormais faux de prétendre que les sources d'énergie renouvelables ne sont pas prêtes à remplacer des projets de l'ordre de grandeur du projet la Romaine.** Les pays Européens ont prouvé que le projet la Romaine est un projet modeste en comparaison de ce que peuvent donner entre autres:

- 1) la biomasse avec de bien petites surfaces forestières
- 2) l'éolien avec des vents bien inférieurs aux nôtres
- 3) le solaire avec un ensoleillement moins abondant que le nôtre et un climat qui descend sous zéro.

**Il est également faux de prétendre que ces formes d'énergies sont « des filières sont tributaires de développements technologiques à venir »** comme le laisse entendre Hydro-Québec à la section 2.5.4 de son étude d'impact. Ces énergies ne sont pas futuristes, elles sont installées massivement en Europe actuellement. D'ailleurs, l'agence de l'efficacité énergétique donne l'exemple qu'avec un kilowattheure à 0,078 \$ et la corde de bois à 77 \$, le chauffage au bois efficace est presque 50 % moins cher qu'à la plinthe électrique. Pourtant aucun programme d'Hydro-Québec n'encourage la conversion. La figure 5 montre les différents coûts de chauffage selon les prix de l'énergie et l'efficacité du système.

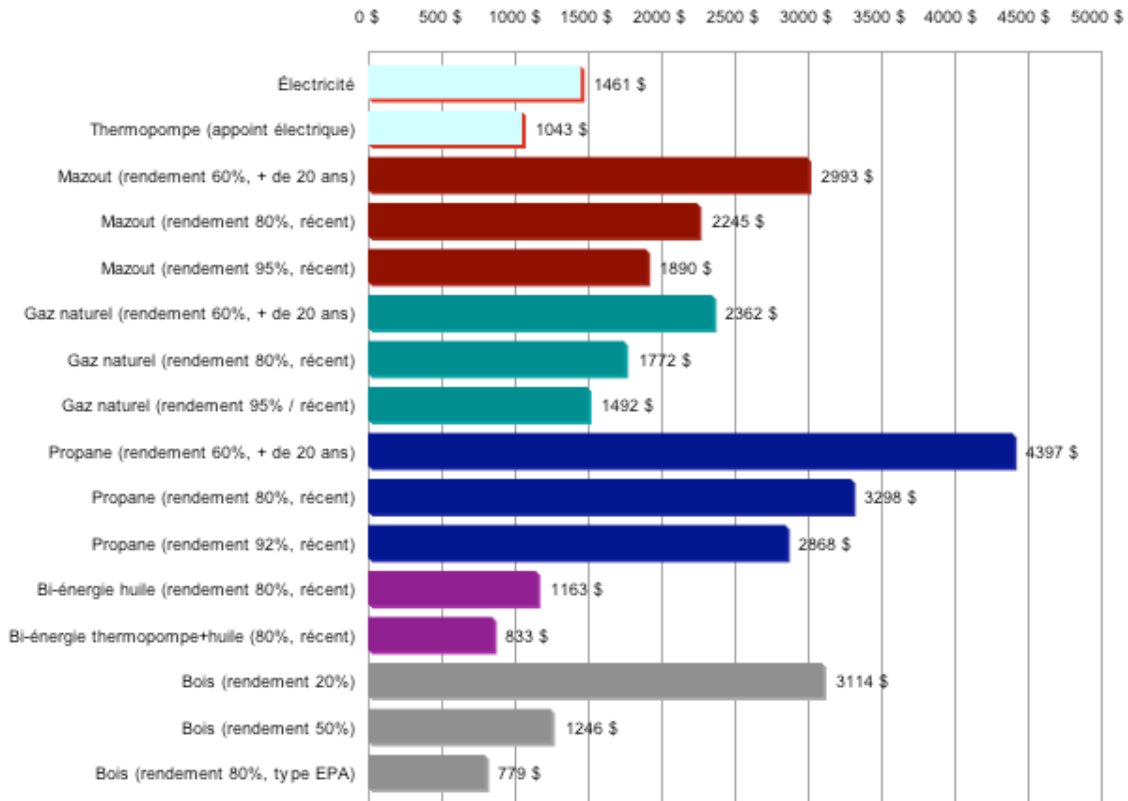


Figure 5 : Comparaison des coûts de chauffage en fonction de l'efficacité du système et des prix de l'énergie  
 Source : <http://coutsenergie.aee.gouv.qc.ca/>

Le mémoire de la firme ABGG arrive aux mêmes conclusions concernant les coûts de chauffage, c'est-à-dire qu'ils sont bien plus faibles en utilisant la biomasse plutôt que la plinthe électrique<sup>18</sup>.

Pour la géothermie, c'est bien connu que le Manitoba installe énormément plus de pompes à chaleur géothermique par millions d'habitant que le Québec. Voici un extrait du rapport annuel d'Hydro Manitoba<sup>19</sup> :

#### «Améliorations apportées au Prêt Énergie terrestre résidentiel

En avril 2007, Manitoba Hydro a porté de 15 000 \$ à 20 000 \$ le montant maximal du populaire Prêt Énergie terrestre résidentiel et a ramené le taux d'intérêt de 6,5 % à 4,9 % pour les cinq premières années. Le prêt d'une durée de quinze ans, offert dans le cadre du Programme Énergie terrestre, offre un financement pratique aux propriétaires résidentiels qui installent un système de thermopompe géothermique. »

<sup>18</sup> Rapport technique AB-167, L'utilisation de poêles à granules de bois pour le chauffage domestique afin de diminuer la pointe électrique de chauffage en hiver au Québec.  
[http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/352604/MemoiresParticip3526/Memoire\\_GranulesCombustibleEnergex\\_21avr04.pdf](http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/352604/MemoiresParticip3526/Memoire_GranulesCombustibleEnergex_21avr04.pdf)

<sup>19</sup> [http://www.hydro.mb.ca/francais/corporate/ar/2007/AR\\_0708.pdf](http://www.hydro.mb.ca/francais/corporate/ar/2007/AR_0708.pdf)

Du côté d'Hydro-Québec, on offre plutôt une subvention de 2000\$ pour la géothermie lors d'une rénovation et 2800\$ lors d'une construction.

Lorsqu'on installe de la géothermie pour le chauffage, les coûts évités d'Hydro-Québec Distribution pour l'énergie utilisée aux fins du chauffage résidentiel sont, en 2008, de 10,65 ¢ / kWh alors que ses pertes de revenus correspondent au tarif applicable au 2<sup>e</sup> pallier de consommation du tarif D, soit 7,33 ¢ / kWh<sup>20</sup>. Le Distributeur pourrait donc contribuer à l'investissement requis pour l'implantation d'un programme jusqu'à un niveau de 3,32 ¢ / kWh économisé sans occasionner d'impact tarifaire. Dans le cas de son programme de géothermie, en considérant qu'il s'agit d'une mesure d'une durée de vie de 20 ans qui fera économiser en moyenne 8 770 kWh / an pendant 20 ans (175 400 kWh), **Hydro-Québec pourrait augmenter sa subvention à 5 825 \$ / installation** tout en respectant le test de neutralité tarifaire.

#### 4.2.2 Le cas particulier de l'éolien

Un coup d'œil au bilan du développement éolien produit en 2007 par l'Agence internationale de l'énergie<sup>21</sup> démontre notamment :

- **que le taux de pénétration de l'énergie éolienne, dans plusieurs pays d'Europe, dépasse largement la limite de contribution en puissance de 10 % fixée par Hydro-Québec, atteignant dans plusieurs cas des ratios de 15, 20 et même plus de 30 %;**
- **que les coûts d'intégration au réseau et d'équilibrage de l'énergie éolienne y sont de trois à quatre fois inférieurs à ceux retenus par Hydro-Québec;**
- **que la dispersion géographique des parcs éoliens reliés à un réseau comporte des avantages importants en terme de constance des apports énergétiques et de réduction de l'occurrence des variations soudaines en puissance.**

Au niveau de l'éolien, les gisements qui sont à la fois les plus vastes et qui possède la plus grande qualité sont principalement localisés dans la région du Nord du Québec, dans une large bande située à proximité des réservoirs Robert Bourassa et LG-3 et s'étendant vers l'est jusqu'aux limites du Labrador. Les vents y atteignent une vitesse annuelle moyenne de 8,5 à 9,9 m/s sur de très vastes superficies en comparaison à des vents de l'ordre de 6 à 8 m/s dans le sud du Québec. La région située sur la côte nord à proximité des centrales Bersimis d'Hydro-Québec offre également un potentiel intéressant. Tous ces gisements profitent de la proximité de lignes de transport et d'immenses réservoirs pouvant assurer la régulation.

---

<sup>20</sup> Jean François Blain

<sup>21</sup> Agence internationale de l'énergie, 2007, *Design and operation of Power Systems with large amounts of Wind power*. [www.ieawind.org](http://www.ieawind.org)

De plus, l'ingénieur Réal Reid, qui a mené pendant deux décennies les travaux de l'IREQ en recherche sur l'énergie éolienne et le jumelage éolien-diesel, souligne que le financement des projets éoliens serait beaucoup moins coûteux s'il était effectué par Hydro-Québec. Cet avantage permettrait d'en réduire le coût unitaire de production à des niveaux de l'ordre de 4,5 à 5,5 ¢ / kWh<sup>22</sup>.

**Dans ces conditions, rien ne justifie le fait qu'Hydro-Québec refuse de s'engager elle-même dans le développement de la filière éolienne à titre de propriétaire et exploitant. Même en limitant la pénétration de l'éolien à 15 % de l'ensemble de la puissance installée dont disposera le Québec d'ici 2015 (44 500 MW), un développement public de la filière éolienne serait pleinement justifié pour une puissance additionnelle de 3 000 MW.**

À titre indicatif, le développement du premier bloc éolien de 1000 MW a permis la création de 474 emplois permanents liés à la fabrication en usine, 100 autres pour la gestion et l'entretien des parcs, en plus de 2000 personnes employées à la construction des parcs de 2006 à 2014. De plus, 100 à 130 autres emplois ont été créés pour le renforcement du réseau de transport pour les années 2006 à 2012<sup>23</sup>.

Rappelons aussi qu'avec un réseau à près de 100 % hydroélectrique, la ponction d'eau dans les réservoirs est importante l'hiver. Les rivières du nord sont gelées et leur débit diminue alors que le turbinage est maximal aux centrales. Plus les réservoirs se vident, moins le promoteur dispose de puissance, car la hauteur de chute baisse aux centrales. La figure 1 présentée plus haut dans le mémoire expose bien cette problématique.

**Fondation Rivières considère qu'il serait plus responsable au niveau de la fiabilité et de la stabilité des approvisionnements d'augmenter la portion éolienne en énergie dans le réseau d'Hydro-Québec parallèlement à une augmentation de puissance à certaines centrales hydroélectriques que d'exploiter la rivière Romaine.**

---

<sup>22</sup> Dossier R-3526-04 de la Régie de l'énergie, RRSE Document 7.

<sup>23</sup> <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/eolien/eolien-retombees.jsp>

## 5. Scénario 2 : Implantation d'un parc éolien

### 5.1 Sommaire

Un complexe éolien de 2205 MW construit dans la région de Havre-St-Pierre pourrait fournir un service équivalent, à un coût moins élevé que le complexe hydroélectrique projeté sur la rivière Romaine.

La réalisation du complexe éolien créerait plus d'emplois durant la phase fabrication et construction. De plus, l'opération et l'entretien du complexe éolien créeraient 420 emplois permanents, la majorité de ces emplois seraient dans la région de Havre-St-Pierre.

Ce complexe éolien pourrait être réalisé en une période de 4 à 5 ans à raison de 440 à 550 MW par année.

Tableau 4

### Énergie-puissance-emplois-économie de l'éolien vs projet hydroélectrique de quatre centrales sur la rivière Romaine

	<b>Projet Romaine (quatre centrales)</b>	<b>Scénario éolien</b>
Livrable sur les marchés après pertes de charge	7,3 TWh <sup>1</sup>	8,0 TWh
Coût par KWh	9,2 cents	8,7 cents
Emplois-années (directs et indirects) pour la construction	33410	55172
Emplois permanent d'entretien et d'opération	100 <sup>2</sup>	420
Nombre de MW garantis	1550	1550 <sup>3</sup>
Influence sur l'amplitude annuelle de ponction d'eau des réservoirs	élevé	Effet positif de stabilisation
Fonctionnement par grand froid	oui	oui Surcoûts de 5% inclus
Renforcement du réseau inclu	? <sup>4</sup>	Oui (0,23 ¢/kWh)
Ratio Dette-Équité	60/40	60/40
Terme de l'emprunt = durée de vie des équipements	50 ans	20 ans
Propriétaire des installations	HQP	HQP
Branchement	inclu	inclu

<sup>1</sup> Selon Henri-Paul Dionne, d'Hydro-Québec, transcriptions de la séance de l'après-midi du 30 octobre

<sup>2</sup> Selon Benoît Gagnon, d'Hydro-Québec, transcriptions, séances de la soirée du 27 octobre

<sup>3</sup> Le prix inclut le support en puissance (0,14 ¢/kWh)

<sup>4</sup> Il nous a été impossible d'obtenir cette information d'Hydro-Québec



## 5.2 Introduction

La technologie éolienne moderne peut facilement se substituer à un projet hydroélectrique tel que la proposition de projet de "La Romaine" tout en permettant des économies appréciables après avoir tenu compte du concept de service équivalent.

Nous nous proposons de démontrer qu'un complexe éolien de 2205 MW pourrait être construit à environ 125 km au nord de Havre St-Pierre, près de la frontière du Labrador et fournir de l'énergie équilibrée, supportée en puissance, transporté aux marchés de Montréal ou à la frontière des réseaux voisins pour fins d'exportation à un coût inférieur à celui du complexe hydroélectrique proposé par le Promoteur.

De plus, ce complexe éolien pourrait être construit plus rapidement, créerait plus d'emplois dans la phase construction et dans la phase opération que le complexe hydroélectrique proposé, créerait plus d'emplois que les locaux permanents pour l'entretien.

## 5.3 État de la technologie

L'expérience internationale est des plus concluantes avec plus de 100 000 MW d'éolien en opération dans le monde et un taux de nouvelles installations mondiales ayant dépassé 20 000 MW par année. Des centrales éoliennes ont été installées dans toutes les régions du monde, du désert à l'Arctique et des taux de pénétration en énergie dépassent les 20 % (40 % en puissance).

De nouvelles technologies d'évaluation de la ressource éolienne ont vu le jour depuis l'an 2000. Ces technologies ont permis d'évaluer le potentiel québécois à plus de 4 000 000 MW de capacité à des vents supérieurs à ceux exploités en Allemagne, en Espagne et au Danemark ou à plus de 14 000 TWh d'énergie annuelle, soit environ 75 fois la capacité hydroélectrique présente du Québec.

Selon le Global Wind Energy Council (GWEC)<sup>24</sup>, les avantages de l'éolien sont nombreux<sup>25</sup> :

- Les coûts peuvent être compétitifs avec le nucléaire, le charbon, le gaz en autant que les règles de fonctionnement du marché sont équitables (level playing field),
- le carburant est gratuit, abondant et renouvelable,
- l'énergie produite est propre, exempte d'émissions de gaz à effet de serre,
- le recours à l'éolien constitue une protection contre la volatilité des prix des carburants,
- Il contribue à la sécurité des approvisionnements, et réduit la dépendance aux carburants importés,

---

<sup>24</sup> Global Wind Energy Council (GWEC), "Global Wind Energy Outlook 2006", septembre 2006, page 21, ,

<sup>25</sup> notre traduction,

- la technologie est modulaire et les centrales éoliennes se construisent rapidement<sup>26</sup>,
- il fournit annuellement un bloc d'énergie de base équivalent aux sources conventionnelles,
- permet aux terrains de conserver leur vocation première – les activités d'agriculture et de foresterie peuvent continuer autour des éoliennes,

De plus, dans son "Outlook 2008"<sup>27</sup>, le GWEC poursuit :

- les éoliennes modernes peuvent fonctionner dans des vents de 3 à 25 m/s,
- peut fonctionner dans une gamme d'environnements, du désert à l'arctique,
- est compatible avec les réseaux électriques.

### **Variabilité ≠ Intermittence**

La variabilité diminue avec le nombre d'éoliennes. Un "coup de vent" n'est pas ressenti par toutes les éoliennes d'une centrale au même instant. La distance qui sépare chaque turbine fait que l'action du "coup de vent" est différé d'une turbine à l'autre, ce qui a pour effet de filtrer et amortir les fluctuations de puissance. Il a été établi que la variabilité de la puissance éolienne moyenne d'une centrale varie en fonction inverse de la racine carrée du nombre d'éoliennes qu'elle regroupe.

Selon un rapport récent de l'association européenne de l'énergie éolienne (EWEA)<sup>28</sup>, l'intermittence de l'éolien est un mythe, et trop de gens confondent variabilité et fiabilité: *"La puissance éolienne est parfois incorrectement décrite comme une source d'énergie intermittente. C'est trompeur parce que, au niveau du système électrique, la puissance éolienne ne part pas et n'arrête pas à intervalles irréguliers, ce qui est la définition d'intermittence. L'éolien est une technologie de puissance variable. On laisse parfois incorrectement entendre que l'éolien n'est fondamentalement pas fiable parce qu'il est variable."*

La figure suivante illustre comment la variabilité de la puissance éolienne produite s'atténue avec le nombre de turbines éoliennes. Chaque point des courbes représente la moyenne sur 10-minutes de la puissance mesurée; cette valeur a été normalisée par rapport à la capacité éolienne totale de chaque série chronologique pour permettre la comparaison de la variabilité agrégée de chacun des trois cas présentés : une turbine de 225 kW; un groupe de centrales éoliennes totalisant une capacité de 72,7 MW et l'ensemble de la capacité installée sur le territoire allemand, soit quelque 17 400 MW (17,4 GW). La figure représente une séquence de production de 10 jours. On peut

<sup>26</sup> note : cet avantage offre une meilleure adaptation aux variations de la croissance de la demande et, ainsi, un moindre risque financier pour les investissements de production liés à la croissance de la demande,

<sup>27</sup> GWEC, "Global Wind Energy Outlook 2008", Octobre 2008,

<sup>28</sup> EWEA, "Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply : analysis, issues and recommendations", December 2005,

observer que l'allure de la courbe devient de plus en plus 'lisse' à mesure que la capacité éolienne considérée augmente. Les coups de vent, les arrêts imprévus de turbines sont effectivement disparus avec chaque niveau d'agrégation éolienne observé. Si on faisait une analyse de variabilité semblable, mais cette fois, de la consommation d'un abonné résidentiel, on serait probablement étonné des résultats. Le patron de consommation quotidien suivrait un cycle quotidien nettement plus marqué, certes, mais la courbe de consommation montrerait des fluctuations d'amplitudes encore plus marquées...

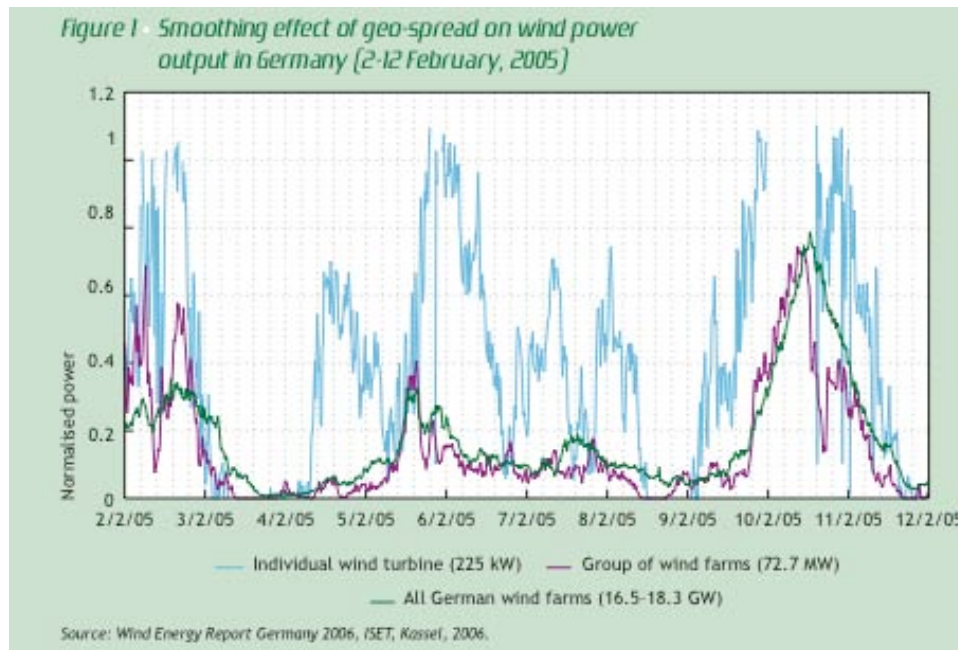


Figure 6 : variabilité de la puissance éolienne produite

La Figure suivante illustre le cas de la production éolienne et de la demande sur le réseau de l'exploitant du réseau espagnol pendant une journée de mars 2008<sup>29</sup>. L'Espagne, cinquième pays européen en nombre d'habitants, possède 575 centrales éoliennes qui totalisent une capacité installée de près de 15 000 MW répartie sur l'ensemble du pays. Cinq (5) fois à chaque minute de chaque jour, un message électronique part de chacune de ces 575 centrales éoliennes dispersées sur le territoire vers le centre de conduite du réseau<sup>30</sup>. L'information qu'il contient est vitale pour l'exploitation sécuritaire du réseau qui doit gérer harmonieusement la variabilité de cette production. Le système fonctionne si bien que certains mois, la production éolienne fournit jusqu'à 40% de la demande électrique totale du pays.

<sup>29</sup> Focus on grid integration: Checks and Balances: Integrating Europe's Growing Wind Capacity, Wind Directions: sept-oct. 2008, 20 pp. p.21-23 ;

[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/images/publications/wd/](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/images/publications/wd/)

<sup>30</sup> Le système, opérationnel depuis l'été 2007, est administré par le CECRE (Control Centre for Renewable Energies) établi à Alcobenas, au nord de Madrid. Le CECRE est placé sous l'autorité du REE (Red Electrica de Espana), l'exploitant du réseau espagnol. Le CECRE est relié à 21 centres de commande régionaux (opérés par des sociétés de production d'électricité ou dans certains cas par des exploitants de centrales éoliennes) qui accueillent les informations des centrales de leur zone administrative. Source : note précédente

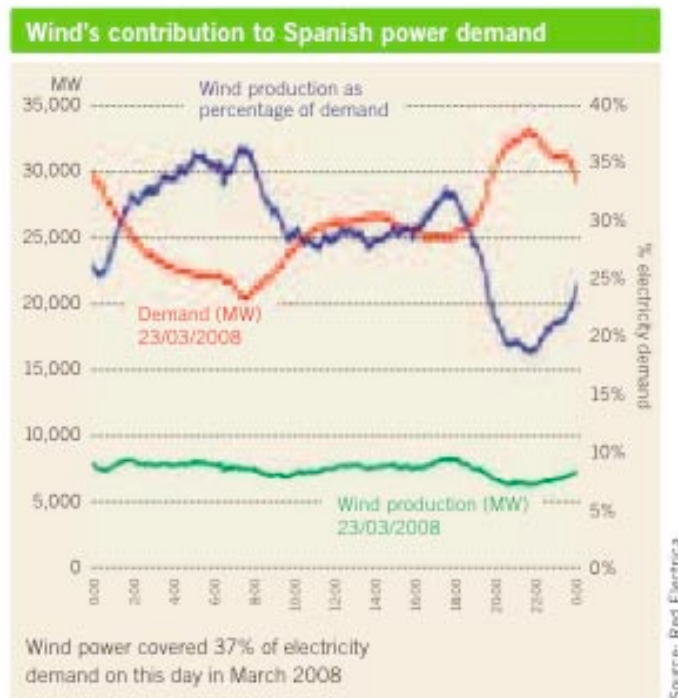


Figure 7 : Production éolienne et demande sur le réseau espagnol en mars 2008

On peut observer que la demande varie de 13 000 MW entre son minimum de 20 000 MW et son maximum, atteint vers 22H00. L'exploitation quotidienne du réseau est dominée par l'évolution de la demande horaire avant tout; elle grimpe de 8 000 MW entre 18H00 et 22H00, mais son taux de variation maximum entre 19H00 et 20H00 approche les 4000 MW à l'heure. Pendant toute cette journée, la production éolienne ne dévie pas beaucoup d'une moyenne de 7 500 MW; au moment où commence la pointe du soir, la production éolienne diminue de 1 500 MW environ, en douceur, à un taux de 750 MW à l'heure. La trace en bleu montre la part de la demande fournie par la production éolienne au cours de la journée : 30 % en moyenne, avec un maximum de 37% au moment du creux de la demande quotidienne.

Notons que la péninsule Ibérique (Espagne et Portugal) est virtuellement coupée du reste de l'Europe, la puissance de transmission nette, entre l'Espagne et la France, n'est que de 500 MW.

#### 5.4 Variabilité des apports

Pour pouvoir fonctionner avec un approvisionnement à plus de 95 % hydraulique, le Québec a dû développer une capacité de stockage impressionnante. Ce besoin est exacerbé par le décalage entre les apports hydrauliques et la demande; typiquement, les apports hydrauliques sont décalés de la demande d'environ 6 mois, comme l'illustre le

graphique de la figure suivante. Sur une base mensuelle, l'apport éolien suit assez bien la demande comme on peut le voir sur le même graphique.

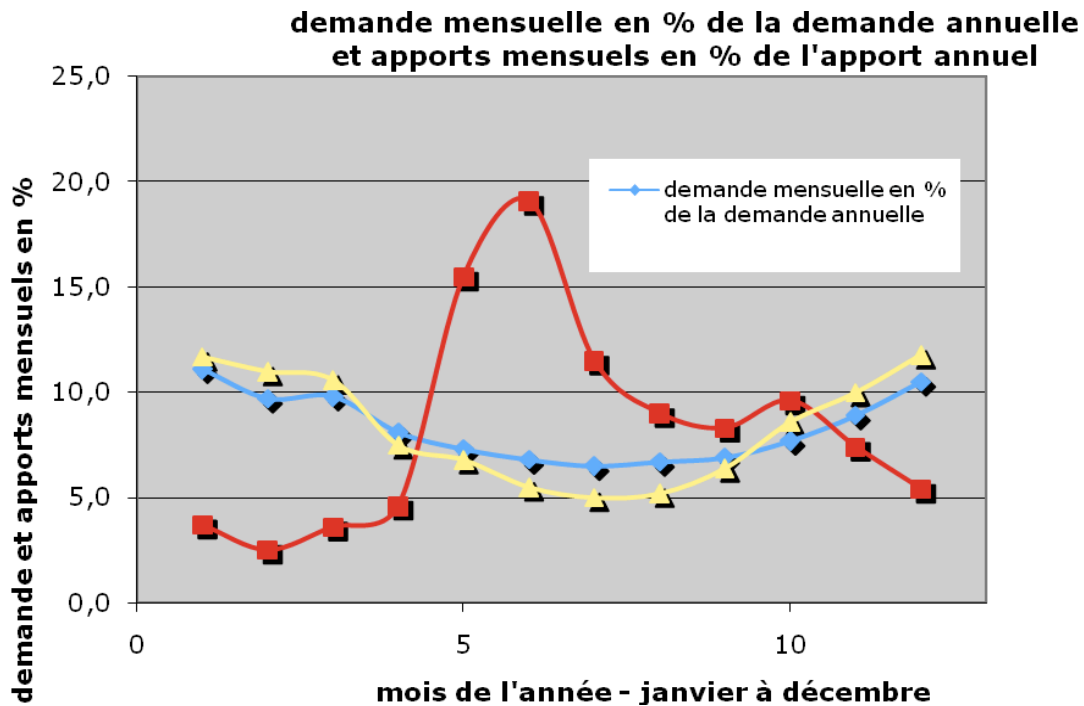


Figure 8 : Demande vs apport mensuel

Déphasage de 6 mois entre les apports hydrauliques mensuels et la demande; Cohérence mensuelle entre les apports éoliens et la demande

### 5.5 Opération à basse température

Des fabricants offrent une version nordique de leurs éoliennes à un coût majoré de l'ordre de 5 %. Ces éoliennes ont été conçues et sont certifiées pour fonctionner à basse température. Ce surcoût doit être justifié par les besoins de sécurité des équipements, les exigences d'exploitation du réseau et/ou par les apports énergétiques additionnels associés à l'extension de la plage des températures d'opération. Si ce surcoût est justifié, il suffit de spécifier la plage d'opération en température voulue et l'industrie éolienne va les produire.

Plus de 1600 MW de centrales éoliennes étaient en opération à la fin de 2007 au Dakota du Nord et au Minnesota<sup>31</sup> deux états américains où la température hivernale (décembre et janvier) est légèrement plus froide (de 2 à 3 °C) que celle de la ville de Québec<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> AWEA, "Wind Power Outlook 2008", disponible à <http://www.awea.org>

<sup>32</sup> statistiques, Météo Média

Des centaines d'éoliennes fonctionnent au nord du cercle polaire en Suède et en Finlande.

### *5.6 La ressource éolienne québécoise*

Il est bien connu que la ressource éolienne québécoise est d'une qualité peu égalée dans le monde. Sur le site de 3Tier (<http://www.3tiergroup.com>), on peut voir une carte mondiale des vents<sup>33</sup>. Selon cette carte, les sites les plus venteux au monde sont l'Antartique, la Patagonie, le Groenland, les îles Britanniques, le Québec et la Tasmanie. En tenant compte de la proximité des marchés de l'électricité, le Québec est donc un des 2 meilleurs sites éolien au monde, avec les îles Britanniques.

Le potentiel éolien québécois dépasse les 4 000 000 MW. En termes d'énergie elle représente de 14 000 à 19 000 TWh, à comparer avec la consommation actuelle du Québec ( $\approx$  180 TWh), du Canada ( $\approx$  500 TWh) ou des Etats-Unis ( $\approx$  5000 TWh). Rappelons que le potentiel éolien américain a été estimé à 11 000 TWh<sup>34</sup>, soit à peu près le double de sa consommation actuelle.

Pour un aperçu de la ressource éolienne québécoise, voir l'Atlas canadien d'énergie éolienne à <http://www.atlaseolien.ca/fr/maps.php>. La figure suivante extraite de l'Atlas canadien montre une zone de vents au nord d'Havre-St-Pierre présentant des vents annuels moyens de l'ordre de 9 mètres par seconde (m/s). Cette zone triangulaire au sud de la frontière Québec-Labrador couvre plus de 3700 kilomètres carrés et pourrait permettre l'installation de plus de 18 500 MW de capacité éolienne, permettant de produire 70 TWh d'énergie électrique par année.

La première des 2 figures suivantes montre la zone venteuse au nord de Havre St-Pierre et la 2<sup>e</sup> montre l'échelle des vitesses de vent qui s'applique à la 1<sup>e</sup> figure.

---

<sup>33</sup> Voir aussi Windpower Monthly, Novembre 2008, page 36,

<sup>34</sup> LM Glassfiber Newsletter, septembre 2007, page 2

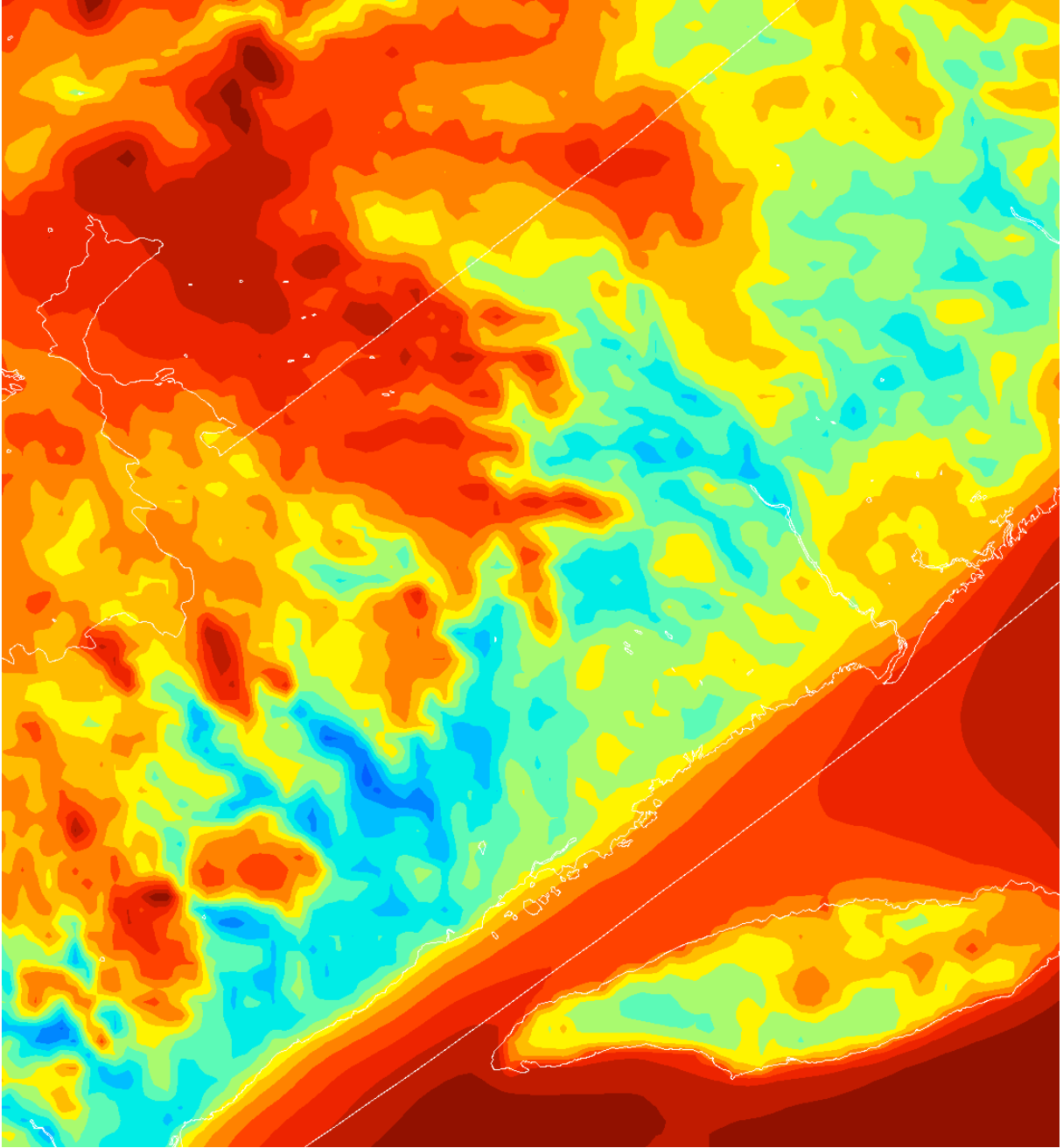


Figure 9 : carte des vents du Nord de la Côte-Nord

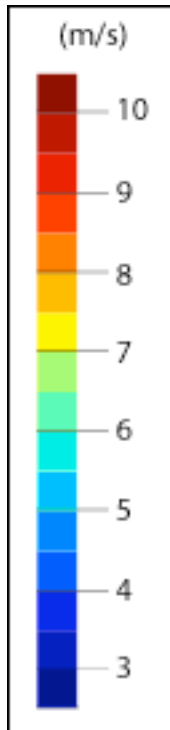


Figure 10 : Échelle de la figure 9

## **ANALYSE D'UN PROJET ÉOLIEN PERMETTANT DE LIVRER AUX RÉSEAUX VOISINS 8 TWH D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR ANNÉE.**

En ciblant cette région au nord de Havre St-Pierre, pour livrer 8 TWh d'énergie aux réseaux voisins pour fins d'exportation, on doit couvrir les pertes en transport, c'est-à-dire produire :

$$8,0 \text{ TWh} \times 1,052 = 8,416 \text{ TWh}$$

À une vitesse moyenne annuelle des vents de 9,0 m/s, le productible moyen de 6 éoliennes récentes<sup>35</sup> est de 3807 kWh par kW de capacité éolienne installé, après application d'un facteur d'atténuation de 0,86 (14 % de pertes) pour les pertes de non-disponibilité de l'éolienne et pour les pertes de centrale (effet de sillage, pertes électriques du complexe éolien (réseau de collecte transformateurs élévateurs, réseau électrique de la centrale et poste de raccordement au réseau de transport).

La capacité installée d'un complexe éolien devant produire 8,416 TWh d'énergie par année devra donc être de :

$$8,416 \text{ TWh} \div 3807 \text{ kWh/kW} = 2205 \text{ MW.}$$

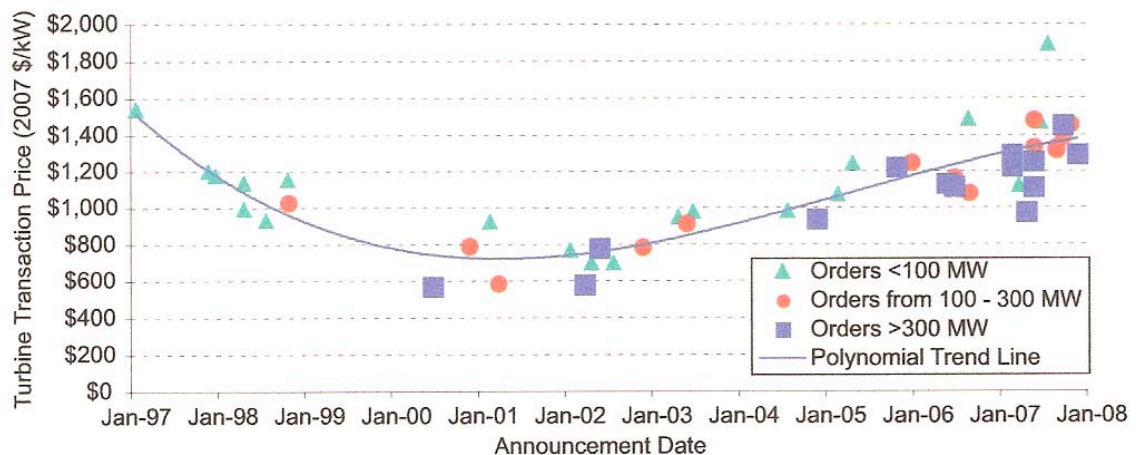
### **Coût installé d'une centrale éolienne**

<sup>35</sup> Repower MM82-2MW, Vestas V80-1,8 MW, Enercon E82-2,05 MW, Nordex N90-2,3 MW, GE xle 82,5m-1,5 MW et la Gamesa G80-2 MW,



Les coûts installés des projets éoliens ont chuté beaucoup depuis les débuts, jusqu'en 2001 – 2002, où les coûts ont commencé à augmenter en partie parce que la demande a dépassé l'offre et que le prix des matériaux a augmenté, cette tendance se manifeste surtout depuis 2005. De plus, l'industrie a connu une rationalisation : beaucoup de fabricants ont disparu, rachetés par de plus grandes compagnies, des équipementiers majeurs ont acheté des fabricants éoliens, Général Électric, Siemens, Alstom,...

De 75 à 80 % du coût d'un projet est composé du coût des éoliennes, le reste est constitué des coûts de prospection, conception, transport, fondations, construction et érection de l'éolienne sur le site, raccordement au réseau, incluant le poste de raccordement. Le graphique suivant, tiré d'un rapport américain<sup>36</sup> illustre les coûts des turbines éoliennes, exprimé en termes de \$/kW :



Source: Berkeley Lab database.

Figure 25. Reported U.S. Wind Turbine Transaction Prices Over Time

Figure 11

Il est intéressant de noter que le coût des turbines diminue avec le volume des commandes. La moyenne des 2 dernières années donne  $\approx 1500$  \$ pour les commandes de moins de 100 MW, celles comprises entre 100 et 300 MW coûteraient  $\approx 1400$  \$<sup>37</sup> et les commandes plus grosses que 300 MW coûteraient environ 1200 \$/kW.

<sup>36</sup> Wisler, R. & Bolinger, M. : "Annual Report on U. S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends : 2007", LBNL-275E; U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and renewable Energy, DOE/GO-102008-2590, Revised May 2008, pour plus d'information : [www.eere.energy.gov](http://www.eere.energy.gov)

<sup>37</sup> Un exemple récent de ces coûts est donné par l'entente de réservation entre AAER et Mont Louis Wind LP (Northland Power) pour la fourniture de 100,5 MW à un coût anticipé de 142 M\$, soit 1411 \$/kW); North American Windpower, latest news headlines, édition du 10 octobre 2008, à : [http://www.nawindpower.com/e107\\_plugins/content/content\\_lt.php?content.2940](http://www.nawindpower.com/e107_plugins/content/content_lt.php?content.2940)

Selon le même rapport, le graphique suivant montre la variation des coûts de projets complétés, raccordés au réseau, pour les années 1982 à 2007 :

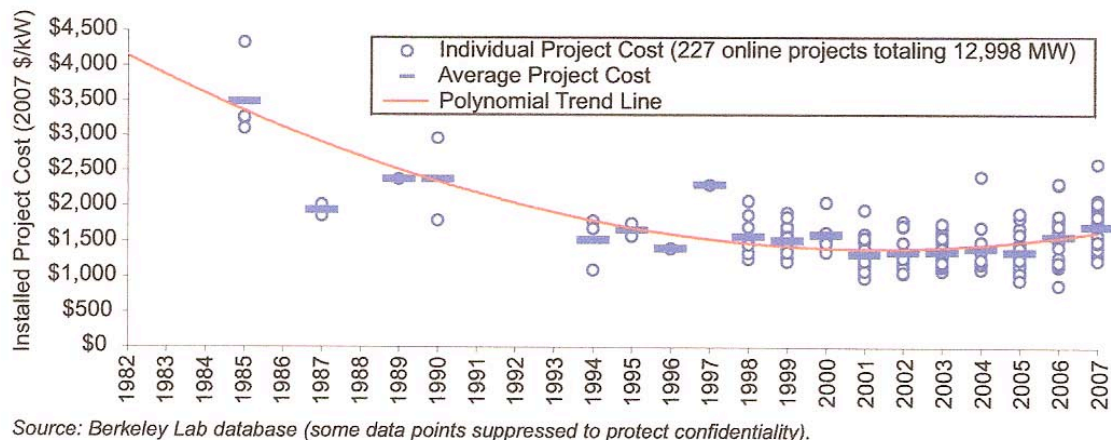


Figure 22. Installed Wind Project Costs Over Time

Figure 12

Selon les auteurs (Wiser et Bolinger), le coût moyen en 2007 était de 1710 \$ US/kW, 140 \$/kW plus élevé qu'en 2006 (1570 \$/kW). Les auteurs pensent que les prix 2008 devraient augmenter d'un autre 210 \$/kW. Nous avons utilisé un coût installé de 1500 \$/kW, auquel nous avons ajouté 4 % à la centrale éolienne pour la version nordique des éoliennes (5 % du coût des éoliennes qui constituent 80 % du coût de la centrale) et 20 % pour les imprévus<sup>38</sup>, notre coût installé est donc de 1872 \$/kW, ce qui se compare assez bien avec les données anticipées par Wiser et Bolinger pour l'année 2008.

Le coût installé, incluant le poste de raccordement au réseau, de notre complexe éolien de 2205 MW deviendra :

$$2205 \text{ MW} \times 1872 \text{ \$/kW} = 4,13 \text{ milliards de \$ (4,13 G\$)}$$

### 5.7 Montage financier

Pour pouvoir comparer le coût de l'alternative éolienne à la proposition de projet d'un complexe hydroélectrique sur la rivière "La Romaine", nous utiliserons le même montage financier que celui utilisé pour le projet de "La Romaine"<sup>39</sup>, ajusté pour la vie des

<sup>38</sup> Les aérogénérateurs sont des produits manufacturés et représentent 80 % des coûts d'une centrale éolienne. La réserve pour imprévus sur les aérogénérateurs sera moindre que 20 %, le 20 % ne devrait s'appliquer que sur le coût des travaux sur le site. En l'occurrence, cette réserve ne devrait pas dépasser 4 à 5%.

<sup>39</sup> "Complexe de la Romaine : Étude d'impact sur l'environnement, Volume 1, Vue d'ensemble et description des aménagements" Hydro-Québec Production, Décembre 2007

équipements. Typiquement, on utilise une vie de 20 ans pour un projet éolien alors qu'un projet hydroélectrique est calculé sur une vie de 50 ans.

Montage financier :

- propriété : Hydro-Québec Production
- ratio dette/équité : 60/40
- terme de l'emprunt = durée de vie des équipements = 20 ans pour l'éolien
- taux d'intérêt sur la dette à long terme = 5,85 %
- frais de garantie liés à la dette à long terme = 0,5 %
- taux de la dette à long terme = 5,85 + 0,5 = 6,35 %
- rendement escompté sur l'équité = 12 %
- indexation des prix = 3 %

Le taux d'actualisation nominal est composé de l'équité et de la dette à leurs taux de rendement respectif :

$$0,40 \times 12 \% + 0,60 \times 6,35 \% = 8,61 \%$$

et le taux d'actualisation réel (net d'inflation) est :

$$(1,0861 \div 1,03) - 1 = 0,0545 \text{ ou } 5,45 \%$$

On utilise le taux d'actualisation réel (net d'inflation) et la durée de vie utile pour calculer le facteur d'actualisation (FA). Le facteur d'actualisation nous servira à calculer les versements annuels (ou annuités) requis pour servir le capital investi dans le projet (avoir propre et emprunts) sur la base de la vie utile de l'éolienne.

Pour le cas de la proposition de projet éolien cité plus haut, une durée de financement de 20 ans à un taux réel d'actualisation de 5,45 % donne un facteur d'actualisation de 12,00.

Le coût des versements annuels requis pour servir la dette et l'avoir propre seront de :

$$4,13 \text{ G}\$ \div 12,00 = 344,2 \text{ M}\$$$

et le coût de capital du complexe éolien au point de raccordement au réseau de transport sera de :

$$344,2 \text{ M}\$ \div 8,416 \text{ TWh} = 4,09 \text{ ¢/kWh}$$

auquel il faut ajouter les coûts d'opération et d'entretien de 1,0 ¢/kWh<sup>40</sup>. Le coût de production de l'énergie éolienne livrée au réseau de transport sera donc de :

$$4,09 \text{ ¢/kWh} + 1,0 \text{ ¢/kWh} = 5,09 \text{ ¢/kWh.}$$

Support en puissance :

---

<sup>40</sup> voir le rapport Wisser & Bolinger précité

Le besoin de support en puissance est une question économique importante en raison des moyens de production plus coûteux qui doivent être mis en service durant les 200 à 300 heures de l'année où la demande est très forte. Au Québec, la concordance des vents avec la demande, surtout durant les mois d'hiver, est un facteur important.

Dans une étude réalisée en 1994 pour établir le prix d'achat de l'électricité d'une centrale éolienne à Cap-Chat (le projet "Le Nordais"), Lambert et Marcotte<sup>41</sup> utilisaient une courbe de demande basée sur l'historique de 30 ans de demande et la comparaient à la production que les vents régionaux auraient permis à la centrale projetée de produire pour les mêmes 30 ans. Parmi leurs conclusions citons :

- Une corrélation positive existe entre la demande de chauffage et la production éolienne à une échelle quotidienne et multi-annuelle,
- la production éolienne d'hiver est 50 % plus élevée que la moyenne annuelle,
- la probabilité de présence de l'éolien à la pointe est d'autant plus élevée que la demande de pointe est élevée,
- la valeur en puissance accordée à l'éolien est à peu près équivalente à 1,5 fois le Facteur d'Utilisation (FU) hivernal.

Le FU d'un complexe éolien installé au nord de Havre St-Pierre serait de l'ordre de 43,6 %, ce qui, selon l'étude Lambert et Marcotte donnerait un FU d'hiver de plus de 65 %. Selon une étude de l'Agence Internationale de l'Énergie<sup>42</sup>, on peut escompter une valeur en puissance de l'éolien de l'ordre de 25 % (leur figure 40, page 105), en utilisant cette valeur européenne et le facteur de 1,5 de Lambert et Marcotte, nous obtenons une valeur en puissance de  $1,5 \times 25 \% = 37,5 \%$ . Le complexe éolien de 2205 MW aura donc une valeur en puissance de :

$$2205 \text{ MW} \times 37,5 \% = 827 \text{ MW}$$

Pour fournir un service équivalent au complexe "La Romaine" projeté, le complexe éolien devra fournir une valeur en puissance égale à celle escomptée du complexe hydroélectrique projeté de "La Romaine" moins la valeur en puissance du complexe éolien:

$$1550 \text{ MW} - 827 \text{ MW} = 723 \text{ MW}$$

L'étude d'impact sur "La Romaine", tableau 2-12, nous fournit un prix de puissance de l'ordre de 5,36 \$/kW-mois vers 2015, déflationné à 2008, à un taux d'inflation de 3 %. Pour l'achat de 723 MW, à 5,36 \$/kW-mois, pendant les 3 mois d'hiver, on obtiendrait un coût annuel de 11,6 M\$. En ¢/kWh, le coût du support en puissance devient :

---

<sup>41</sup> Lambert, R. et Marcotte, J., «Évaluation de la valeur en puissance d'un parc d'éoliennes incluant l'effet de la corrélation entre le vent et la demande», comptes rendus de la conférence annuelle de l'ACCÉÉ, Regina, Saskatchewan, 17-19 oct. 1994, p. 213-228.

<sup>42</sup> "Design and operation of power systems with large amounts of wind power" State-of-the-art report, IEA Wind, Task 25, octobre 2007, section 7.4 "Summary of power adequacy/capacity credit results, page 105.. Disponible à : "<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W82.pdf>"

$$11,6 \text{ M\$} \div 8,416 \text{ MW} = 0,14 \text{ ¢/kWh}$$

### Équilibrage :

L'étude IEA précitée montre que pour les pays utilisant majoritairement l'hydraulique, les coûts d'équilibrage de l'énergie éolienne vont de 0,2 à 0,4 €/MWh (soit en moyenne 0,03 centimes d'euro par kWh) pour des taux de pénétration éoliens de 10 à 20 %. En prenant la moyenne et en utilisant un taux de conversion de 1,60 \$/€, on obtient un coût de **0,05 ¢/kWh**.

Le coût de production de la centrale éolienne à service équivalent, au point de raccordement au réseau de transport, équilibrée et supportée en puissance devient :

- coût à la centrale éolienne	=	5,09 ¢/kWh
- coût du support en puissance	=	0,14 ¢/kWh
- coût de l'équilibrage	=	<u>0,05 ¢/kWh</u>

$$\text{Coût de production à service complet} = 5,28 \text{ ¢/kWh}$$

### Coût du transport :

Posons l'hypothèse suivante : puisque le FU (facteur d'utilisation) éolien est plus faible que celui du projet hydroélectrique de "La Romaine", le coût de transport de 996 M\$ cité dans l'étude d'impact sur l'environnement du projet hydroélectrique sera plus élevé pour le projet éolien par le rapport des 2 FU.

Le FU de la proposition de projet "La Romaine" est de :

$$8 \text{ TWh} \div 1550 \text{ MW} \div 8760 \text{ heures} = 0,589$$

Le Fu de la centrale éolienne est de :

$$8,416 \text{ TWh} \div 2205 \text{ MW} \div 8760 \text{ heures} = 0,436$$

Le coût du raccordement au réseau du complexe éolien sera donc de :

$$996 \text{ M\$} \times (0,589 \div 0,436) = 1346 \text{ M\$},$$

un taux réel d'actualisation de 5,45 % et une vie de 50 ans donne un FA de 17,06

le coût de capital annuel du raccordement sera de :

$$1346 \text{ M\$} \div 17,06 = 78,9 \text{ M\$}$$

et le coût du kWh sera de :

$$78,9 \text{ M\$} \div 8,416 \text{ TWh} = 0,94 \text{ ¢/kWh}$$

Renforcement du réseau :

Selon le rapport IEA précité, le renforcement du réseau peut être nécessaire pour permettre de gérer d'importants changements dans le transit de puissance (plus grande capacité, inversions d'écoulement) tout en assurant la stabilité du voltage. Il est généralement nécessaire lors de l'installation de nouveaux équipements de production sur des réseaux faibles et éloignés des grands centres de demande. Ce problème se pose pour transiter la production de toute nouvelle centrale qu'elle soit éolienne ou conventionnelle.

En page 104 du rapport IEA, on fait état de dépenses de réseau allant de 53 à 162 €/kW, dépendant du pays et de l'état de leur réseau, de l'emplacement des centrales éoliennes, etc... Nous utiliserons une moyenne pondérée de 95 €/kW ou 152 \$/kW (à 1,6 \$/€), ce qui pour 2205 MW entrainera un investissement de 335 M\$. Actualisé sur 50 ans à un taux réel d'actualisation de 5,45 % (Facteur d'actualisation de 17,06), le renforcement du réseau entrainera un coût de capital annuel de:

$$335 \text{ M\$} \div 17,06 = 19,65 \text{ M\$}$$

et un coût du kWh de  $19,65 \text{ M\$} \div 8,416 \text{ TWh} = 0,23 \text{ ¢/kWh}$

#### **Réserve pour imprévus (renforcement du réseau):**

À ce stade de l'étude préliminaire, on ajoute une réserve pour imprévus (ou contingences) de l'ordre de 20 %. Cette réserve pour imprévus ne s'applique qu'aux coûts de consolidation du réseau de 335 M\$, puisque le 996 M\$ de coût de transport du projet "La Romaine" devait déjà inclure la réserve pour imprévus:

La réserve pour imprévus pour le transport et la consolidation du réseau est de :

$$335 \text{ M\$} \times 20 \% = 67 \text{ M\$}$$

pour un coût de capital annuel pour imprévus de (vie de 50 ans pour les équipements de transport) :

$$67 \div 17,06 = 3,9 \text{ M\$}$$

et un coût du kWh de  $3,9 \text{ M\$} \div 8,416 \text{ TWh} = 0,05 \text{ ¢/kWh}$

Entretien du réseau de transport :

Les frais d'entretien et d'exploitation du transport sont de 15 %<sup>43</sup> du coût de raccordement, de la consolidation du réseau et de la réserve pour imprévus, ce qui résulte en :

$$(0,94 + 0,23 + 0,05) \times 15 \% = 0,19 \text{ ¢/kWh}$$

Le coût de l'éolien avant pertes en transport devient :

Coût de production à service complet	=	5,28 ¢/kWh
Coût du transport	=	0,94 ¢/kWh
Coût de la consolidation du réseau	=	0,23 ¢/kWh
Coût de la réserve pour imprévus	=	0,05 ¢/kWh
Entretien et exploitation du transport	=	0,19 ¢/kWh
Total avant pertes	=	6,69 ¢/kWh

Pertes en transport :

Pour une production du complexe éolien de 8,416 TWh, les pertes en transport de 5,2 %<sup>44</sup>, feront en sorte que seulement 8 TWh sera livré au réseau voisin, ce qui donnera un coût du kWh après pertes de :

$$6,69 \text{ ¢/kWh} \times (8,416 \text{ TWh} \div 8 \text{ TWh}) = 7,04 \text{ ¢/kWh}$$

#### **Analyse de sensibilité :**

Ce coût de 7,04 ¢/kWh est calculé en ¢ 2008, pour le comparer au projet du complexe hydroélectrique "La Romaine", il faut le convertir en ¢ 2015, ce qui nous donnera :

$$7,04 \text{ ¢/kWh} \times (1,03)^7 = 8,7 \text{ ¢/kWh}$$

Mais, notre calcul est très conservateur :

- une réserve pour imprévus de 20 % ne tient pas compte du fait que 80 % du coût global d'une centrale éolienne est un produit manufacturé;
- l'impact d'une commande d'un volume de 2205 MW sur les prix des éoliennes n'a pas été évalué;
- le renforcement du réseau a été calculé, alors qu'il est probablement déjà inclus dans l'évaluation des coûts du projet de "La Romaine";
- les intérêts encourus durant le développement du projet n'ont pas été calculés.

Réserve pour imprévus :

---

<sup>43</sup> Réponses d'Hydro-Québec aux demandes de renseignement, devant la Régie de l'énergie, Demande R-3526-2004, HQ-3, Document RRSE, page 42 de 45, Original ; 2004-03-30

<sup>44</sup> Demande R-3644-2007 d'Hydro-Québec Distribution à la Régie de l'énergie, Réponse à la demande de renseignements n° 2 de la Régie, HQD-15, Document 1.1, Révisé : 2007-11-21, page 12 de 50, pertes sur le réseau de TÉ (tx de pertes de 5,2 %), page 13 et 14 de 50 Pertes de transport (5,2 %)

Les aérogénérateurs sont des produits manufacturés et représentent 80 % des coûts d'une centrale éolienne et sont généralement fabriqués et livrés au site de la centrale dans l'année de leur mise en service. La réserve pour imprévus sur les aérogénérateurs sera moindre que 20 %.

Les travaux au site, construction de routes, réseau électrique de la centrale éolienne, fondations, érections des éoliennes représente  $\approx$  20 % du coût total d'une centrale éolienne installée. La réserve pour imprévus de 20 % s'applique à cette portion du coût total. En l'occurrence, la réserve pour imprévus sur le coût total de la centrale éolienne ne devrait pas dépasser 4 à 5%. En considérant une réserve pour imprévus de 20% typique de la réalisation d'un projet de centrale hydroélectrique, on pose une hypothèse très conservatrice pour l'exercice éolien effectué ici.

En utilisant une réserve pour imprévus de 5 %, le coût de 7,04 ¢/kWh serait diminué de 0,54 ¢/kWh et deviendrait 6,50 ¢/kWh.

Impact du volume de la commande :

Comme nous l'avons vu dans la figure extraite du rapport Wiser "Reported U.S. Wind Turbine Transaction Prices Over Time", le coût des turbines diminue avec le volume des commandes. La moyenne des 2 dernières années donne  $\approx$  1500 \$ pour les commandes de moins de 100 MW, celles comprises entre 100 et 300 MW coûteraient  $\approx$  1400 \$<sup>45</sup> et les commandes plus grosses que 300 MW coûteraient environ 1200 \$/kW. L'exemple de l'entente de réservation chez AAER (note en bas de page) montre que les prix cités par Wiser s'appliquent au Québec.

En utilisant le coût des turbines éoliennes de 1200 \$/kW pour les commandes de plus de 300 MW<sup>46</sup> sur les prix des éoliennes et un utilisant un coût du reste de l'installation de 25 % du coût des turbines, nous obtiendrions un coût installé, incluant les imprévus, de 1500 \$/kW.

Ajouter le coût de la version nordique des éoliennes, donne coût total installé de 1560 \$/kW et diminuerait le coût de 7,04 ¢/kWh à 6,32 ¢/kWh, une diminution de 0,72 ¢/kWh,

Renforcement du réseau :

---

<sup>45</sup> Un exemple récent de ces coûts est donné par l'entente de réservation entre AAER et Mont Louis Wind LP (Northland Power) pour la fourniture de 100,5 MW à un coût anticipé de 142 M\$, soit 1411 \$/kW); North American Windpower, latest news headlines, édition du 10 octobre 2008, à :

[http://www.nawindpower.com/e107\\_plugins/content/content\\_lt.php?content.2940](http://www.nawindpower.com/e107_plugins/content/content_lt.php?content.2940)

<sup>46</sup> une commande de 2205 MW devrait aller chercher un prix encore plus avantageux



Comme nous l'avons vu plus haut, le renforcement du réseau peut être nécessaire lors de l'installation de nouveaux équipements de production sur des réseaux faibles et éloignés des grands centres de demande et, ce, pour transiter la production de toute nouvelle centrale qu'elle soit éolienne ou conventionnelle.

Posons l'hypothèse que dans le coût de raccordement de 996 M\$ de l'étude d'impact sur la proposition de projet hydroélectrique de "La Romaine", le coût de renforcement du réseau était déjà inclus, ce qui, du coût de 7,04 ¢/kWh enlèverait un coût de 0,2 ¢/kWh (0,28 avant pertes en transport).

Intérêts encourus durant le développement du projet :

Dans le cas d'un projet hydroélectrique, la phase développement-construction du projet peut durer une dizaine d'années et les intérêts encourus peuvent représenter environ le tiers du coût total d'un projet. Dans le cas d'un projet éolien, la phase construction ne prends qu'une année, les éoliennes peuvent être réservées d'avance, mais elles sont généralement livrées au chantier l'année de la construction. Les autres travaux en chantier, routes, fondations, érection des turbines éoliennes, lignes, poste de raccordement, peuvent aussi être réalisés dans la même année.

En posant l'hypothèse que des intérêts au taux de 8,61 % du montage financier ci-haut, seront encourus pendant 8 mois, on obtient un surcoût de 0,28 ¢/kWh.

### **Retombées :**

À service équivalent, équilibré, supporté en puissance, transporté au même endroit et construit dans la même région, faire appel à l'éolien pour fournir 8 TWh d'énergie électrique aux réseaux voisins plutôt que via le projet hydroélectrique "La Romaine" permettrait des économies de l'ordre de 0,5 ¢/kWh.

Fabriquer et installer 2205 MW d'éoliennes par année, au taux de 12 personnes-années par MW<sup>47</sup> pour la fabrication des éoliennes, la planification et la construction de la centrale éolienne, son raccordement au réseau, créerait 26 460 personnes-années d'emplois de qualité industrielle. Puisque les éoliennes ont une vie de 20 ans, pour fournir cette énergie sur 50 ans (vie de la centrale hydraulique), on doit répéter ces 26 460 personnes-années à l'an 21 et à l'an 41 du projet. L'opération et l'entretien des centrales

---

<sup>47</sup> "Wind Energy – The Facts, An analysis of Wind Energy in the EU-25", EWEA, 2003-2004, Volume 3, Industry and employment, page 130, "For 2002, the figure for total European manufacturing and installation employment is closer to 12 individuals per MW installed." Page 130. Ces 12 emplois du MW sont pour l'emploi en Europe seulement. Le GWEC utilise un chiffre de 15 emplois/MW : "Global Wind Energy Outlook 2008", Octobre 2008, GWEC (Global Wind Energy Council), page 44

éoliennes crée 50 personnes-années par TWh produit<sup>48</sup>, de sorte que les besoins de main-d'œuvre seraient de 420 personnes-années par année durant les 50 ans d'opération du projet. En actualisant toutes ces personnes-années à l'an 1 du projet, on obtient 55 172 personnes-années, en comparaison au 33 410 du projet hydroélectrique "La Romaine".

De plus, la majorité des 420 emplois (permanents) des activités d'opération et d'entretien des centrales éoliennes seraient en région ; soit dans la région au nord de Havre-St-Pierre.

#### **Revenus fiscaux aux gouvernements :**

Nous nous bornerons ici à calculer les retombées aux deux paliers de gouvernements, provincial et fédéral, provenant des impôts et taxes sur les emplois créés. Nous ne tenons pas compte des autres retombées.

Les retombées au gouvernement du Québec seront de 313 M\$ pour la construction du complexe éolien, montant qui se répètera à l'an 21 et à l'an 41, en plus de 5 M\$ par année pour les activités d'opération et d'entretien. Actualisés à l'an 1 du projet, les revenus fiscaux au gouvernement du Québec s'établissent à 653 M\$.

Les retombées au gouvernement fédéral seront de 189 M\$ pour la construction du complexe éolien, montant qui se répètera à l'an 21 et à l'an 41, en plus de 3 M\$ par année pour les activités d'opération et d'entretien. Actualisés à l'an 1 du projet, les revenus fiscaux au gouvernement fédéral s'établissent à 394 M\$

---

<sup>48</sup> Les coûts d'opération et d'entretien (O&M) sont de l'ordre de 1¢/kWh. Environ 50 % des coûts d'O&M sont les coûts d'entretien. Environ 50 % des coûts d'entretien sont des coûts de main d'œuvre. D'où, les coûts de main d'œuvre sont de l'ordre de 0,25 ¢/kWh ou 2,5 M\$ du TWh. 2,5 M\$ à 50 000 \$ par emploi donne 50 emplois, donc. L'"Outlook 2008" du GWEC, page 44 donne 0,33 p-a/MW, ce qui se traduit par plus de 90 emplois du TWh,

## 6. Conclusions

### Un choix de société à faire

L'étude du projet La Romaine, même si tel n'est pas le propos immédiat de cette Commission, nous donne l'occasion de revoir la filière de grosse hydraulique en termes de développement énergétique mais aussi en termes de développement économique et social du Québec. Cette Commission nous donne également l'opportunité de revisiter la pertinence et le fonctionnement de certaines de nos pratiques et institutions en matière environnementale.

Nous engageons fortement cette Commission à ne pas éluder ces occasions de dépoussiérer nos systèmes et à aborder franchement les choix sociaux qui sont devant nous. De façon plus précise, et tout en restant dans le cadre particulier de La Romaine, des questions fondamentales peuvent être soulevées par cette Commission.

Citons en particulier celles-ci :

**1. Développement durable :** « Satisfaction des besoins essentiels en ce qui concerne l'emploi, l'alimentation, l'énergie, l'eau, la salubrité »

*Rappelons les **Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD)**, signé en 2000 par les États membres de l'ONU qui ont convenu de les atteindre d'ici à 2015. Le **septième objectif** consiste à assurer un environnement durable et repose sur 4 cibles. Deux de ces cibles sont pertinentes dans le cas de l'étude La Romaine.*

**Première cible :** *Intégrer les principes du développement durable dans les politiques et les programmes nationaux et inverser la tendance actuelle à la déperdition des ressources naturelles.*

**Troisième cible :** *Réduire la perte de biodiversité et atteindre d'ici 2010 une diminution importante du taux de perte.*

Cette Commission a le pouvoir et l'autorité d'examiner le projet La Romaine dans le cadre fournie par les objectifs du Millénaire et la définition convenue du développement durable. Cette Commission peut soulever, de façon pertinente, des questions sur la perte de biodiversité réelle ou appréhendée, et sur l'intégration, dans les politiques québécoises, d'options renversant la tendance à la déperdition des ressources naturelles dans une optique de préservation de l'eau.

Cette Commission peut rappeler que des technologies de moindre impact mais tout aussi efficaces que le projet La Romaine peuvent être employées pour atteindre les résultats recherchés en termes de production énergétiques, de rentabilité et d'emplois, ce qui serait plus conforme aux objectifs et à la définition du développement durable.

Cette Commission peut rappeler au gouvernement du Québec et à son responsable énergétique Hydro-Québec que les projets qu'ils présenteront dorénavant devront s'inscrire dans le cadre des préceptes du développement durable et seront jugés d'après ses critères.

## **2. Environnement :**

Les **mesures d'atténuations et de compensations** forment les bases fondamentales de la recommandation des projets. Il est temps de marquer un temps d'arrêt et de s'assurer que cette formule est adéquate pour justifier des projets et que tous les outils sont disponibles et adéquats pour en juger de l'efficacité. Il est temps aussi de réfléchir à la limite qui doit être fixée en ce qui a trait au nombre de ces mesures pour un seul projet et à leur degré de complexité et d'incertitude.

Jusqu'à quel point en effet peut-on axer tout notre développement sur des mesures dont on ne connaît pas avec exactitude ni à long terme les effets véritables? Ne conviendrait-il pas de rappeler que la science et le réaménagement de la nature ne sont pas des sciences exactes ni entièrement prévisibles? Qu'au contraire, nos problèmes environnementaux actuels viennent précisément trop souvent d'activités humaines dont nous n'avons pu prévoir les effets, comme le démontre le cas des contaminations au mercure des réservoirs? Que la « gestion adaptative », qui tient souvent lieu de justification, est trop souvent une tentative de réparation imparfaite de dommages que nous avons engendré et que nous ne savons comment juguler? Ne devrait-on pas rejeter d'emblée des projets exigeant un grand nombre de mesures d'atténuation complexes lorsque des filières de moindres impacts, de moindres empreintes écologiques permanentes, efficaces et d'égales ou de meilleure rentabilité sont disponibles?

**La crédibilité des suivis environnementaux** est totalement minée par le fait qu'ils sont pas ou peu disponibles, ou, pire encore, qu'ils sont réalisés uniquement par le promoteur, **sans aucun suivi indépendant**. L'occasion est offerte à cette Commission d'établir clairement que seul un suivi indépendant, dont les résultats sont divulgués et accessibles, constitue le fondement indispensable de toute autorisation environnementale. Plus, sur la foi des bilans de ces suivis indépendants et pour en établir leur crédibilité et leur pertinence, les projets réalisés devraient faire l'objet d'évaluations à échéances au cours des années, évaluations pouvant mener à des modifications ou même à un arrêt des activités si les impacts ne sont pas conformes aux objectifs ou sont jugés trop sévères.

## **3. Institutions démocratiques et démocratie:**

Le **Bureau d'audiences publiques en évaluation environnementale** et la participation publique sont de grands acquis sociaux pour le Québec. Or, la crédibilité et la légitimité du BAPE sont vacillantes dans le public, notamment au chapitre de son indépendance vis-à-vis du pouvoir politique et de l'incapacité grandissante, pour le public d'effectivement participer au processus.

Cette Commission pourrait saisir l'occasion de rappeler au gouvernement l'obligation d'indépendance et d'apparence d'indépendance du BAPE en recommandant que des mesures soient prises au chapitre de la nomination des commissaires et des mandats qu'on leur confie. La Commission pourrait également recommander au gouvernement de confier au BAPE des mandats génériques sur des filières plutôt qu'uniquement des mandats à la pièce par projet, ce qui a pour conséquence de fragmenter la vision d'ensemble des impacts d'une filière, y compris pour le BAPE, l'empêchant ainsi de jouer son rôle.

Cette Commission pourrait recommander au gouvernement de consolider la participation du public en lui garantissant, à l'instar de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, les ressources financières requises pour effectivement contreexpertiser les études d'impact des promoteurs. Dans le même ordre d'idées, s'il est vrai que des contraintes budgétaires ont empêché cette Commission de véritablement communiquer avec le public du Québec via des moyens techniques ou par des audiences supplémentaires, elle pourrait recommander au gouvernement de relever les budgets octroyés au BAPE.

Éthique : Cette Commission pourrait, avec pertinence, relever et statuer sur les problèmes d'éthique et de transparence soulevés par un promoteur qui utilise des fonds publics à des fins de publicité **avant étude de son projet** ou encore, aux fins de s'allier secrètement des représentants élus à des fins de promotion et de lobbying. La Commission pourrait relever que ces ententes monétaires secrètes avec des communautés dans le cadre d'un projet **ne sont aucunement soumis à l'examen extérieur et contreviennent au principe de reddition de compte.**

Ce ne sont ici que des questions partielles. Mais elles concernent toutes, de façon directe, notre capacité d'envisager, de décider et d'influer sur notre avenir collectif en toute démocratie. En ce sens, elles nous apparaissent primordiales.

## 7. Recommandations

### La Fondation Rivières recommande à cette Commission

1. Qu'elle exige la réponse complète à toutes les questions du public, y compris celles contenues dans ce mémoire et en exigeant les données brutes ainsi que les références d'études internationales lors de l'application de nouveaux modèles, avant d'émettre son rapport.
2. Qu'elle exige du promoteur que les deux scénarios alternatifs présentés dans ce mémoire, sur la création d'une industrie d'énergies vertes et sur l'implantation d'un parc éolien en Minganie, soient étudiés de façon exhaustive sur les plans économique, d'emplois et environnementaux, et comparés avec l'option du projet Romaine, avant d'émettre toute recommandation sur le projet Romaine à l'étude;
3. Qu'elle exige du promoteur une étude exhaustive des effets cumulatifs de l'impact de tous les barrages de la Côte Nord, sur l'estuaire du Saint-Laurent, incluant les changements de salinité, de température, d'apports de sédiments et de nutriments, etc.
4. Qu'elle exige du promoteur qu'il utilise désormais des données de même nature dans ces tableaux afin que puisse être exercée une véritable comparaison
5. Qu'elle recommande au gouvernement du Québec de rejeter le projet de Complexe hydroélectrique de La Romaine, en raison de sa non-rentabilité optimale en termes d'emplois, de revenus et d'énergie et de ses impacts environnementaux majeurs, notamment dans le bassin versant ainsi que dans l'estuaire du Saint-Laurent, à moins qu'il en soit démontré autrement après étude exhaustive des scénarios amenés dans ce mémoire;

En cas d'autorisation du projet, que cette Commission recommande

5. Que toutes les mesures d'atténuations et de compensations requises soient inscrites dans les certificats d'autorisation à titre d'obligations du promoteur, incluant leurs objectifs quantitatifs et qualitatifs;
6. Que sur la foi de ces obligations, une revue des résultats de ces mesures soit effectuée par un organisme indépendant à chaque décennie, et que des modifications pouvant aller jusqu'à l'arrêt des activités soient prescrites si les objectifs ne sont pas atteints;

7. Qu'un suivi soit effectué par un ou des organismes indépendants reconnus sur tous les impacts environnementaux et sociaux du projet Romaine
8. Qu'elle exige du promoteur les données révisées complètes sur le mercure et l'aluminium dans le cadre d'une possible contamination importante ou massive, ainsi que les mesures prises pour les éviter, le cas échéant.

Que cette Commission demande au Promoteur Hydro-Québec

9. La cessation immédiate d'ententes non-divulguées avec tout représentant élu et exclut toute clause brimant la liberté d'expression dans le cadre de l'examen d'un projet ainsi que l'obligation de promotion ou d'intervention politique de la part de ces élus;
10. Que toutes les ententes conclues avec des représentants élus soient soumises à l'examen public dans un esprit de reddition de comptes, y compris celles signées dans le cadre de La Romaine.
11. Que les ententes signées avec les Premières Nations pour ce projet ou tout projet futur exclut totalement l'objectif et les clauses visant à les empêcher de nuire à la construction et à l'exploitation du projet et procède au contraire à favoriser leur expression et opinions dans le contexte du respect total de leurs droits ancestraux;
12. Que les ententes signées avec les Premières Nations dans ce projet inclut obligatoirement des clauses précises quant aux emplois réservés aux Premières Nations et à la formation qui leur sera dispensée; que les quotas pour ces emplois soient représentatifs de l'ampleur du projet et que leur qualité et leur nombre soient, en proportion, au moins égaux aux emplois obtenus par la population non-autochtone

Que cette Commission demande au gouvernement du Québec

13. Le lancement très rapide de programmes d'économies d'énergie et d'énergies alternatives efficaces incluant de véritables incitatifs au niveau financier et fiscal dans le but de permettre la structuration d'une industrie performante et compétitive au Québec;
14. De revoir sa Politique énergétique du Québec, au moyen de consultations publiques, dans l'optique des principes, objectifs et cibles du développement durable tels que précisés dans les Objectifs du Millénaire entérinés par les

membres de l'ONU et que cette nouvelle Politique énergétique puisse être appliquée d'ici un an;

15. D'octroyer au Bureau d'audiences publiques en environnement (BAPE) les budgets et moyens techniques nécessaires afin d'assurer une véritable participation publique, y inclut le financement requis pour la société civile afin de lui permettre une véritable contreexpertise des projets;
16. Que le gouvernement limite les sommes consacrées par les promoteurs à la promotion et au lobbying de leurs projets, dans une optique d'égalité et d'équité avec les ressources de la société civile, et ce, en prenant pour guide les lois québécoises en matière de financement des partis politiques et de campagne électorale
17. D'assurer, via en particulier un processus de nominations des commissaires et présidents du BAPE par l'Assemblée Nationale, une totale indépendance dans sa mission à l'égard du politique; que la Commission réaffirme cette nécessité absolue qu'elle a de respecter les principes et les apparences de d'impartialité et d'indépendance



# ANNEXES

# Annexe 1

## PROJET ÉOLIEN DE SIEMENS

**SIEMENS**

**Press Presse Prensa**

### Power Generation

For the business press

Erlangen, August 17, 2006

#### **Siemens Wind Power increases production New rotor blade factory in the U.S.**

Siemens Power Generation announced today that it has selected Fort Madison, Iowa, for its U.S. wind turbine blade manufacturing site. The manufacturing facility will be established in an existing 20,000 square meter building complex on more than 50 hectares in Lee County, which is located in the southeastern area of the state. The facility is expected to employ an estimated 250 people. This new manufacturing facility in Fort Madison will allow Siemens to better meet the strong U.S. demand for wind power generators in the future.

"This will be Siemens' first blade factory in the U.S. and will further expand the capacities of our worldwide manufacturing network," said Randy Zwirn, president and CEO of Siemens Power Generation, Inc. and member of the PG Group Executive Management. "Since the initial acquisition of Bonus Energy A/S in 2004, we expanded our existing blade plant in Aalborg / Denmark, opened an additional factory in Denmark, and now this is another important step in our strategy to build our presence in the wind energy business, and serve growing markets. By expanding our wind power manufacturing capacity in the U.S., we will substantially increase our ability to competitively serve this important market, which is projected to triple by the year 2020," added Zwirn.

1 / 2

Siemens AG  
Corporate Communications  
Media Relations  
80312 Munich

Reference Number: PG 200608.059e  
Press Office Power Generation  
Alfons Benzinger  
P.O.Box 32 20, 91050 Erlangen, Germany  
Tel.: +49-9131 18-7034; Fax: -7039  
E-mail: alfons.benzinger@siemens.com

The Fort Madison facility will be upgraded and expanded in order to more suitably meet the needs of the company's wind turbine business. The first blades to be manufactured at the Fort Madison facility will be for the company's 2.3-MW wind turbines. Series production of rotor blades for wind turbines is scheduled to start in Fort Madison in the first half of 2007.

Due to the site's close proximity to water, rail and road transportation options, and its central location in the United States it is ideal for wind turbine blade manufacturing, with the massive size of the blades and the transportation logistics involved.

With the U.S. Department of Energy's goal of obtaining six percent of U.S. electricity from wind by 2020 and the growing public demand for clean energy, it is expected that wind energy will contribute an increasing amount of the nation's energy supply.

The Power Generation Group (PG), a unit of Siemens AG, is one of the premier entities in the international power generation sector. In fiscal 2005 (which ended September 30), Siemens PG posted sales amounting to approximately EUR8.1 billion and received new orders totaling EUR10.9 billion. Group profit amounted to EUR951 million. On September 30, 2005, PG had a work force of approximately 33,500 worldwide. Further information at: <http://www.siemens.com/powergeneration>.

Siemens AG  
Corporate Communications  
Media Relations  
80312 Munich

Reference Number: PG 200608.059e  
Press Office Power Generation  
Alfons Benzinger  
P.O.Box 32 20, 91050 Erlangen, Germany  
Tel.: +49-9131 18-7034; Fax: -7039  
E-mail: [alfons.benzinger@siemens.com](mailto:alfons.benzinger@siemens.com)

2 / 2

X



Siemens Partnership Proposal  
Québec 3000MW Wind Energy Program

**SIEMENS**

Strictly Confidential  
**Power Generation**

April 20, 2005

Strictly Confidential

## Executive Summary : Context

SIEMENS

- Siemens wants to become a major player for the wind industry in North America.
- The Northeast US and Eastern Canada, especially Québec, represents high potential for wind generation.
- Hydro-Québec has strategic advantages such as hydro electric reservoirs, high wind density in northern Québec and HV transmission infrastructure.
- Siemens and Hydro-Québec have recently signed a Technology Partnership.
- R&D and manufacturing in Québec are very competitive (i.e. aeronautics, composite materials) and Montreal universities and research centers are well-known.
- The Québec supply chain for the wind industry is not yet integrated (blades, towers, nacelles, gear box, generators, bearings,....)



## Executive Summary: Proposal

SIEMENS

- Siemens would develop with Hydro-Québec under the Technology Partnership, an "Arctic turbine" (-50 degree C + Ice Rain), which will be used on an exclusive basis for a new Hydro-Québec 3000MW Wind Energy Program
- The 3000MW Wind Energy Program would be divided in 3 RFP's (1200 MW, 1000MW, 800MW) managed by HQ Production and involving IPPs. The delivery of the 3 phases would be spread over 7 years, starting in 2008, with a minimum output per year of 400MW and ending in 2015.
  - The Hydro-Québec transmission network as well as the dam's energy accumulation capacity can easily take the expected 9 TWH (calculated with 35% utilization factor) associated with the proposed 3000MW
- Siemens would consider the creation of a Center of Competence for Wind Power in North America, located in Montreal involving:
  - Hydro-Québec
  - Technocentre Eolien
  - Research Institutes
  - Universities
- A commercially viable technological transfer of European technologies to North America requires a minimum of 400-500 MW per year for at least 5 years
  - Developing Quebec-based towers manufacturers and transportation suppliers
  - Developing the supply chain for the engineering and production of blades in 2008 and nacelles in 2009 as well as the associated components
- In order to accommodate the Northeast US and Eastern Canada wind power markets, Siemens would invest in new production facilities in Québec with an expected annual capacity between 600 and 800 MW.

Strictly Confidential

## Executive Summary : Québec Benefits

SIEMENS

- Confirms Québec as the North American leader in green electricity
- Represents a total value in Québec of \$4.5 Billion Canadian over 7 years
- Québec becomes the leading wind power center of North America.
- On average over 7 years, potentially creates over 600 direct and over 2000 indirect permanent jobs
- Diversifies the generation portfolio with an economical and mature technology

Strictly Confidential

# Québec 3000MW Wind Energy Program Potential Areas of Development

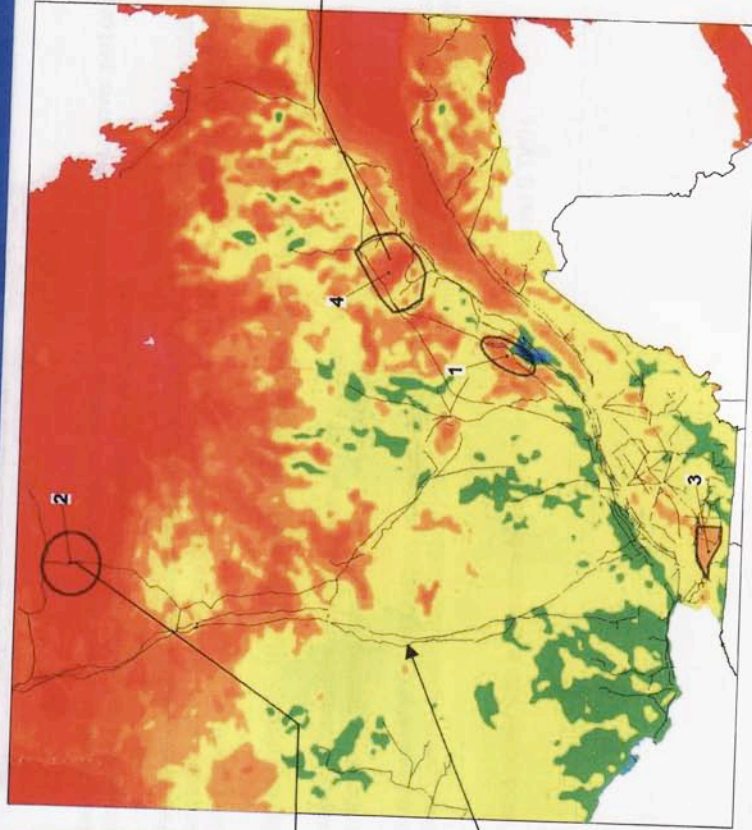
## SIEMENS

- 4 zones identified as high potential**
1. Charlevoix
  2. LG4
  3. Montérégie
  4. Manic

- Proposal in phases**
- Pre-prod. 25MW Manic
1. 1200MW Manic
  2. 1000MW LG4
  3. 800MW LG4

Phase 2: 1000MW  
Phase 3: 800MW

Pre-prod.: 25MW  
Phase 1: 1200MW



735 KV Lines



April 20, 2005 Siemens Wind Power- Siemens Canada 5 Power Generation



## Hydro-Québec Opportunity

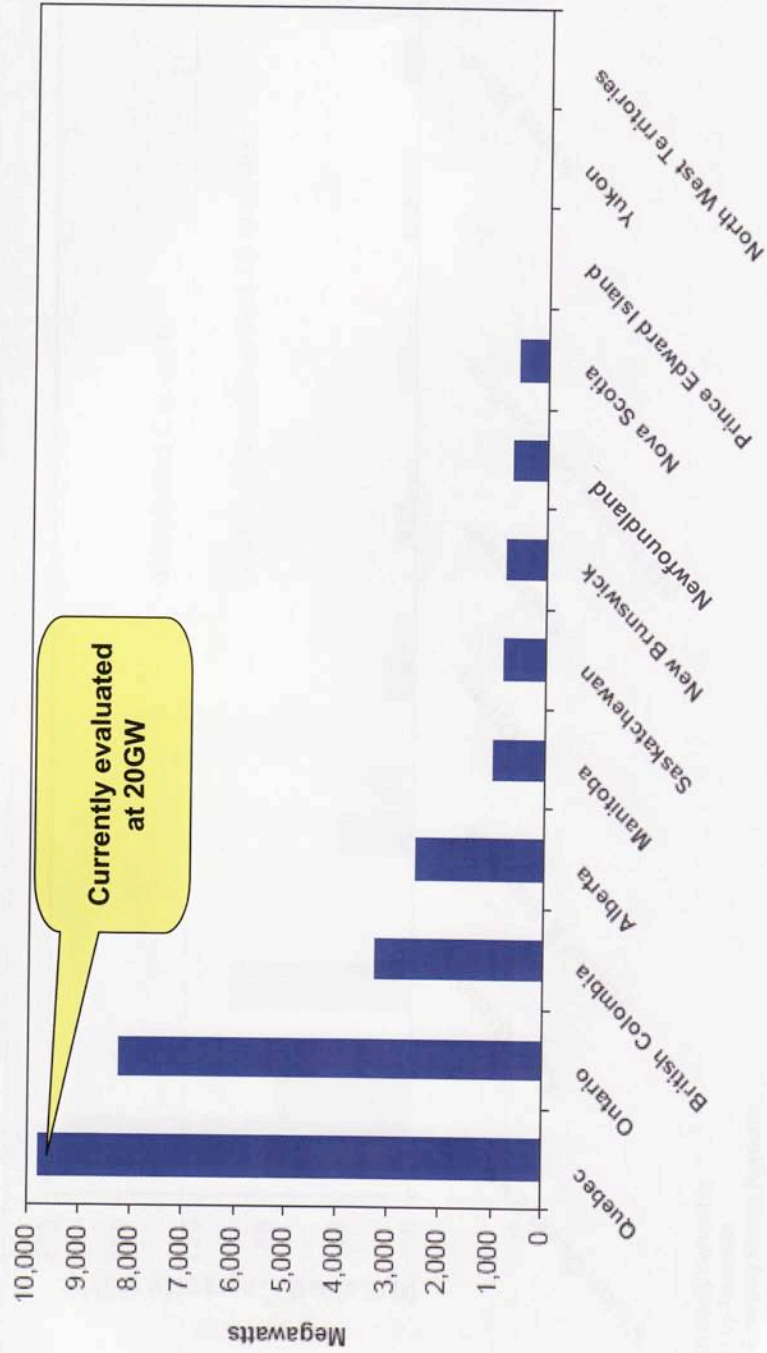
SIEMENS

- Hydro Québec should be open to non hydroelectric energy at competitive prices to cover part of its hydraulic risk (96% of the 36 GW installed capacity is hydroelectric).
- The lower than average rainfall between 1985 and 2003 (deficit of 188.6 Twh-equivalent rainfall, i.e. 9.9 Twh per year) deprived Hydro Québec from energy, but also from power associated with the height of water level in reservoirs.
- The extension over time (5, 10, 20, 50 years?) of the period of deficit cannot be predicted.
- Reservoirs able to accumulate energy, surrounded by a robust high voltage transmission network able to dispatch the energy as needed, are the optimal complement to wind power.
- The 172 Twh reservoirs of Hydro Québec, managed as a single reservoir integrated through a strong 735 kv transmission system, give Hydro Québec Production a worldwide unique advantage to use efficiently wind power.
- 3000 MW of wind power with a utilization factor of 35% would produce around 9 TWH.

Power Generation

April 20, 2005 Siemens Wind Power- Siemens Canada 6

# Canadian Wind Market: Wind Power Production Potential by State



Source: Emerging Energy Resource

- Wind studies have identified large wind potential in Gaspesia and in 4 other regions of the Province. The regions are James Bay, Manicouagan, Montérégie and Charlevoix. The calculated average wind velocity in these regions varies between 6.75 to 8.75 m/s at 50m. These regions are located next to the high voltage grid and major power generation facilities ( James Bay 16000MW and Manicouagan/ Charlevoix 7000MW). With the exception of Montérégie, the highest wind potential is located in -50 degree C environment and ice rain conditions are common in the Manicouagan/Charlevoix region.
- The capacity for the Hydro-Québec network to absorb wind energy generation is currently estimated between 5250MW to 7000MW (15-20%). The cumulative size of wind parks needed for such power generation could be as high as 20GW.
- Experts are currently recommending to the government new wind parks of 4000 to 5700 MW to be put in service between 2005 and 2008. These would be followed, after 2008, by the addition of 1000 MW per year.



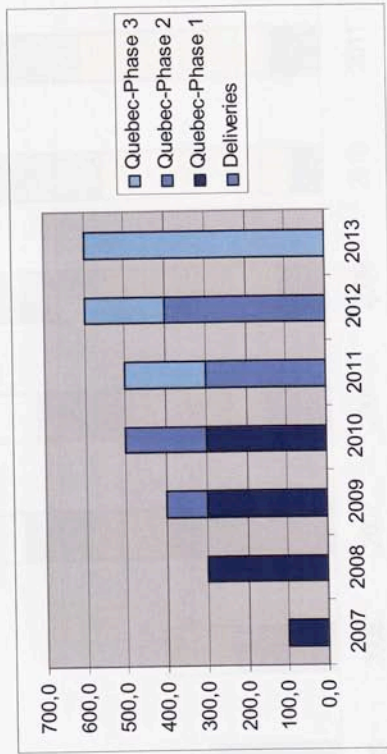
- The presence in the province of Québec of a strong aeronautical industry combined with universities and colleges specialized in associated fields is a perfect match for the wind turbine technology.
- The province of Québec is one of the most competitive locations in the world (source KPMG) for R&D and manufacturing.
- European sub-suppliers interest to invest in manufacturing facilities and R&D activities is directly linked to the size of the projects allowing them to cover inherent risks .
- The first 1000MW RFP issued in 2004 was characterized by:
  - Average cost of the 8 bids 6,5 cents/KWh
  - Utilization factor of 36,6% for 990MW
  - 3,2 TWh (1 TWh higher than expected)
  - \$1,9B total investment
  - Integration cost by HQ TransEnergie network \$430M or 1,3 cent/KWh
  - Balancing cost by HQ Production of 0,9 cent/KWh
  - Production starts in 2006 until 2012

- Wind parks in northern Québec would create less environmental impact ( less noise or visual impact ) due to extremely low population density and existing power transmission infrastructure.
- The existing Hydro-Québec transmission infrastructure can accommodate easily the new wind parks generation.
- Wind forecasts are improving ( closer to 15min.) which matches hydro power generation reaction time ( power modulation)
- Wind offers energy supply throughout the year. Energy input to reservoirs is currently limited during the winter months. The contribution of wind generation would translates into
  - Lower water demand to generate electricity ( the dams store energy and the available power increases due to higher water levels).
  - The existing transmission assets are utilized to their optimal capacity.
  - Higher flexibility for market trading

# Hydro-Québec 3000MW RFP Process

## SIEMENS

- Delivery of the wind turbines Phase 1, 2 and 3



- The delivery of the first wind turbines will take place in June of 2007 and the power will be available starting in October 2007.



# Plant Output in MW and Job Creation

# SIEMENS

State/Province	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
New York 500MW		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	180,0
North East US 500MW		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	180,0
Pennsylvania 450MW	27	27	27	27	27	27	27,0	189
Eastern Canada 800MW	48	48	48	48	48	48	48	336
Ontario (2400MW)	145	145	145	145	145	145	145	1015
<b>Siemens HQ - 3000MW</b>	<b>100</b>	<b>300</b>	<b>400</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>3000</b>
<b>Total</b>	<b>320,0</b>	<b>580,0</b>	<b>680,0</b>	<b>780,0</b>	<b>780,0</b>	<b>880,0</b>	<b>880,0</b>	<b>4900,0</b>
<b>Project Size</b>	<b>\$ 512</b>	<b>\$ 928</b>	<b>\$ 1 088</b>	<b>\$ 1 248</b>	<b>\$ 1 248</b>	<b>\$ 1 408</b>	<b>\$ 1 408</b>	<b>\$ 7 840</b>
<b>Year</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	
<b>MW/Year</b>	<b>320,0</b>	<b>580,0</b>	<b>680,0</b>	<b>780,0</b>	<b>780,0</b>	<b>880,0</b>	<b>880,0</b>	
<b>Direct Job-Years</b>	<b>800</b>	<b>1450</b>	<b>1700</b>	<b>1950</b>	<b>1950</b>	<b>2200</b>	<b>2200</b>	
<b>Indirect Job-Years</b>	<b>2560</b>	<b>4640</b>	<b>5440</b>	<b>6240</b>	<b>6240</b>	<b>7040</b>	<b>7040</b>	
<b>Total</b>	<b>3360</b>	<b>6090</b>	<b>7140</b>	<b>8190</b>	<b>8190</b>	<b>9240</b>	<b>9240</b>	

Note : Job creation calculation are based on 2.5 direct job-years per MW and 8 per MW for indirect jobs  
 Source: Canadian Wind Energy Association

For the business and trade press

## **Siemens is awarded one of its largest wind turbine orders by FPL Energy - Production capacity of US rotor blade facility in Iowa to be doubled**

Erlangen, Germany, May 08, 2008

**Siemens Energy has been awarded one of its largest wind turbine orders ever. FPL Energy has ordered 218 Siemens wind turbines to be installed at several wind farms across the U.S. for delivery in 2009. The Florida-based energy provider is the largest operator of wind farms in the United States with 56 projects in 16 states currently in operation. Siemens will deliver to FPL Energy 218 of its 2.3-MW wind turbines in 2009 with a total capacity of approximately 500 MW – enough to provide clean power to approximately 150,000 households. Together with this order, Siemens has received USD2.4 billion in wind turbine orders in the U.S. to date this fiscal year.**

"This order is evidence of the tremendous growth that Siemens Energy is experiencing in the wind energy business," stated René Umlauf, CEO of the Siemens Renewable Energy Division. "FPL Energy is a very important customer, and we are pleased that they have chosen us once again to supply our high-quality wind turbines for their projects." In 2006 and 2007, Siemens installed wind turbines with a combined capacity of 600 MW for FPL Energy wind farms in Texas, Minnesota and North Dakota.

The scope of supply consists of delivery, technical field assistance and commissioning of 218 of Siemens' SWT-2.3-93 wind turbines. The blades for the units will be manufactured at the new production facility in Iowa, which was opened in 2007. To support the growth in the world's largest market for clean wind power, Siemens will expand this factory, located in the town of Fort Madison. "This expansion will double our production capacity in Iowa and will create more than 200 new green collar jobs in the U.S.," added Umlauf.

"With growing concern about greenhouse gas emissions and volatile fossil fuel prices, wind power is an emission-free power source that should play a greater role in helping our nation meet its energy needs," said Mitch Davidson, president of FPL Energy. "As the leading U.S. developer of wind power, it is important for FPL Energy to secure reliable sources of wind turbines for use in projects we are developing today and into the future."

The Siemens Energy Sector is the world's leading supplier of a complete spectrum of products, services and solutions for the generation, transmission and distribution of power and for the extraction, conversion and transport of oil and gas. In fiscal 2007 (ended September 30, based on IFRS), the Energy Sector had revenues of approximately EUR20 billion and received new orders totaling around EUR28 billion and posted a profit of EUR1.8 billion. The Energy Sector had a work force of 73,500 at the beginning of fiscal 2008.

All figures represent the sum of the nonconsolidated figures for the Power Generation and Power Transmission and Distribution Groups and for the Oil and Gas activities of the Industrial Solutions and Services Group.

Reference Number: ERE200805.032 e

### **Press Contact**

Alfons Benzinger  
P.O. Box 32 20  
91050 Erlangen  
Phone: +49-9131 18-7034  
Fax: -7039  
alfons.benzinger@siemens.com



## Québec a boudé un projet d'éoliennes de 4,5 milliards

<http://www.ledevoir.com/2007/03/24/136565.html>

Louis-Gilles Francoeur

Édition du samedi 24 et du dimanche 25 mars 2007

Mots clés : Siemens, projet d'éoliennes, Énergie, Autochtone, Québec (province)

*La multinationale Siemens a finalement installé sa base industrielle nord-américaine en Iowa*



Photo: Agence Reuters

Le Québec a raté sa chance l'année dernière de voir un turbinier de calibre international s'implanter ici avec une usine consacrée au développement et à la production d'un nouveau modèle d'éoliennes nordiques. La multinationale allemande Siemens projetait en effet de construire cette usine au Saguenay-Lac-Saint-Jean, de même qu'un centre de recherche dans la région de Montréal, à proximité des grandes écoles d'ingénierie, dans le cadre d'un mégaprojet de 3000 MW dans le Grand Nord.

C'est ce qui ressort de la proposition soumise par Siemens le 20 avril 2005 au gouvernement, notamment au ministre des Ressources naturelles et de la Faune, Pierre Corbeil, document dont Le Devoir a obtenu copie. Le matin même, Siemens présentait brièvement son projet au p.-d.g. d'Hydro-Québec, Thierry Vandal. Les 3000 MW auraient été produits autour du bassin hydroélectrique de LG-4, à la Baie-James, ainsi que dans la région de Manicouagan, sur la Côte-Nord. Ce projet aurait généré un investissement privé de 4,5 milliards de dollars et aurait produit neuf TWh, ce qui en faisait donc une véritable solution de rechange au détournement de la rivière Rupert, dont Hydro-Québec escompte

tirer 8,5 TWh.

Québec a finalement refusé d'aller de l'avant avec ce projet même si la multinationale offrait en retour de faire du Québec son centre de production éolienne pour l'ensemble du marché nord-américain, lequel devrait tripler de volume d'ici 2020.

Mathieu Saint-Amant, attaché de presse du ministre Corbeil, a déclaré au Devoir que le gouvernement et Hydro-Québec avaient préféré aller de l'avant avec un processus d'appel d'offres pour 2000 MW plutôt que de négocier l'exclusivité de la fourniture d'équipement en échange de l'implantation de cette multinationale au Québec. L'appel d'offres d'Hydro-Québec en éolien a été officiellement lancé le 29 juin suivant. Siemens n'y participera pas, selon nos sources. En août dernier, la multinationale annonçait la construction de sa base industrielle nord-américaine en éolien en Iowa, à proximité d'un des meilleurs gisements éoliens après ceux du Québec. Le 10 janvier dernier, Siemens Wind Power révélait que son carnet de commandes en Iowa atteignait déjà 1400 MW pour une valeur de 1,7 milliard \$US, ce qui se serait ajouté aux 400 à 500 machines prévues chaque année pour le projet nordique québécois.

Ce projet, qui misait sur la mise au point d'une éolienne capable de démarrer après des dizaines d'heures d'arrêt à des froids pouvant atteindre les -50 °C, aurait été totalement équipé de ce nouveau modèle «arctique». Siemens était prête à verser des royautés à Hydro-Québec pour la vente de ce modèle ailleurs dans le monde. Mais surtout, la multinationale offrait à Québec de diminuer le coût de revient de l'électricité éolienne à 6 ¢ le kilowattheure, ce qui est inférieur au coût de 6,5 ¢ le kWh obtenu lors du premier appel d'offres de 1000 MW éoliens, en 2002.

Pour Siemens, s'installer au Saguenay-Lac-Saint-Jean offrait deux avantages. D'abord, la proximité des plus grands gisements éoliens de l'Amérique du Nord lui aurait fourni une base d'affaires à long terme. Ensuite, le transport des machines géantes aurait pu se faire par navires ou par barges à partir du fjord du Saguenay vers d'autres pays ou via l'autoroute bleue qui relie le fleuve Saint-Laurent et les Grands Lacs au golfe du Mexique en passant par le Mississippi. L'usine intégrée saguenéenne, qui aurait produit sur place nacelles, tours et pales, serait donc devenue la vitrine technologique nord-américaine de Siemens et sa base en Amérique. La multinationale allemande prévoyait même de faire affaire avec d'autres entreprises québécoises de composantes d'éoliennes en raison des hauts niveaux de production envisagés, qu'elle situait entre 600 et 800 MW par année à sa nouvelle usine.

Ce projet, selon Siemens, aurait «confirmé la place du Québec comme leader nord-américain dans la production d'énergie verte», aurait généré des investissements de 4,5 milliards de dollars, aurait assuré pendant sept ans un minimum de 600 emplois directs en région ainsi que 2000 emplois permanents dans des secteurs connexes et aurait placé le Québec en tête de la production éolienne en Amérique du Nord..

Un premier parc, d'une puissance installée de 1200 MW, aurait été construit à la Manicouagan. Deux projets auraient suivi dans la région du réservoir LG-4 à la Baie-James, soit un premier de 1000 MW et un second de 800 MW. Les vents de ces deux

régions atteignent les dix mètres à la seconde, ce qui aurait permis d'escompter un taux d'utilisation minimal de 35 %, soit parmi les plus élevés au monde. En raison du couplage de l'éolien avec les réservoirs d'Hydro-Québec, gérés comme une seule et même réserve d'eau, la multinationale allemande estimait que le potentiel éolien du Québec pouvait être haussé à des niveaux très élevés.

### Trois erreurs

Fernand Saulnier, un spécialiste en éolien d'Hydro-Québec aujourd'hui à la retraite, estime que Québec a fait trois erreurs dans ce dossier.

Première erreur: une proposition de 3000 MW avec un taux de production de 400 à 500 MW en usine lui apparaît comme un seuil aujourd'hui minimal pour inciter un turbinier d'envergure à installer une usine intégrée plutôt qu'une simple usine d'assemblage qu'on ferme à la fin des livraisons. Or non seulement Québec a réduit à 2000 MW son appel d'offres en cours, il le fractionne aussi par diverses règles -- deuxième erreur --, de sorte qu'un seul turbinier ne peut pas ramasser la totalité des commandes et trouver motif à s'installer ici.

Dernière erreur, selon M. Saulnier, la «politique énergétique du Québec envoie aux grands turbiniers un très mauvais message parce qu'elle limite à 10 % la part de l'éolien. Cette limite sera atteinte avec l'appel d'offres en cours. La politique lance comme message qu'après 2011-12, on ferme le dossier même si on a plus de 100 000 MW de potentiel éolien au Québec. Il n'y a pas de vision à long terme».

## Annexe 2

### Exemples de chiffres d'Hydro-Québec difficilement comparables

En construction :	MW
• Outardes-3 (rééquipement) (gain)	264
• Outardes-4 (rééquipement) (gain)	132
• Rocher-de-Grand-Mère (gain)	70
• Toulnostouc	526
• Mercier	51
• La Tuque (rééquipement) (gain)	51
• Eastmain-1	480
• Péribonka	385
Eastmain et Sarcelle	888
Rapide des cœurs et chute Allard	138

#### **Total des nouvelles productions 2985**

Source : Tableau 2-1 Projets d'Hydro-Québec production, Centrale de l'Eastmain 1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, Hydro-Québec Production, Décembre 2004

**Tableau 2-3 : Bilan de puissance d'Hydro-Québec Production**

Puissance (MW)	1997-1998	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Ressources actuelles	38 483	38 189	38 350	38 343	38 336	38 326	38 316	37 715	37 515	38 194	38 190
Engagements totaux	35 570	38 390	38 390	38 400	39 020	39 020	39 020	39 020	39 020	39 020	39 020
Ressources actuelles moins engagements totaux	2 913	-201	-40	-57	-684	-694	-704	-1 305	-1 505	-826	-830
Achats de production privée		47	92	92	167	167	167	167	167	167	167
Nouveaux projets de production		159	723	866	1 389	1 887	1 904	2 511	2 811	2 811	2 811
Réserve et restrictions pour ajouts de production			-30	-40	-50	-90	-90	-95	-110	-110	-110
Ressources non engagées	2 913	5	745	861	822	1 270	1 277	1 278	1 363	2 042	2 038

Source : Centrale de l'Eastmain 1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, Hydro-Québec Production, Décembre 2004

**Tableau 2-4 : Préviation des besoins en électricité du Québec**

		Révision d'août 2004 – Scénario moyen								
Énergie (TWh)	2004 <sup>a,b</sup>	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	168,4	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6
Puissance (MW)	Réel	Révision d'août 2004 – Scénario moyen								
	2003-04 <sup>c</sup>	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13
	35 704	34 184	35 410	35 675	36 010	36 280	36 530	36 700	36 910	37 145

Source : Site Internet d'Hydro-Québec Distribution, Approvisionnement en électricité, Prévisions des ventes, révision d'août 2004, version du 13 septembre 2004.

a. Y compris les ventes réalisées de janvier à juillet 2004.

b. Excluant une provision pour l'intégration, en 2004, d'un ajustement se rapportant aux ventes de 2003.

c. Pointe réelle du 15 janvier 2004.

Source : Centrale de l'Eastmain 1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, Hydro-Québec Production, Décembre 2004

**Tableau 2-6 : Approvisionnements additionnels requis (MW)**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements non patrimoniaux requis :	130	540	980	1 130	1 350	1 730	2 160	2 540
• Contrats de long terme signés en 2003	0	0	0 à 510	510 à 1 110	1 110	1 110	1 110	1 110
• Contribution des appels d'offres en cours	0	0 à 20	20 à 40	40 à 140	140 à 210	210 à 250	250 à 290	290 à 330
• Ententes avec HQP pour la bi-énergie CII	540	0	0	0	0	0	0	0
Approvisionnements additionnels requis : <sup>a</sup>	0	540	810	500	150	420	800	1 140
• Marché de court terme								
– Marché de bi-énergie	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
– Autres besoins de court terme	0	540	810	500	0	0	0	0
• Marché de long terme	0	0	0	0	150	420	800	1 140

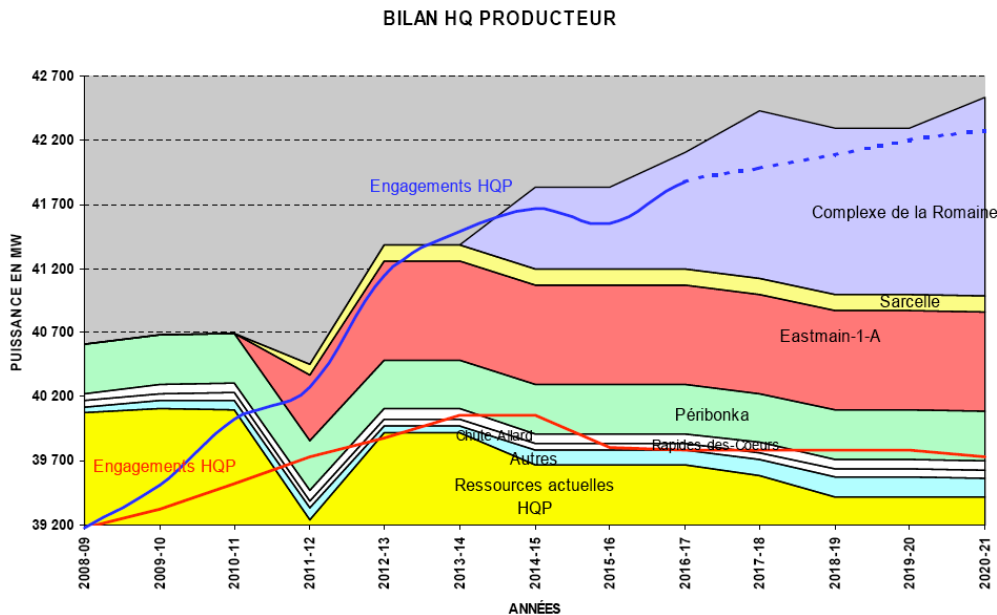
Source : État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2002-2011, 31 octobre 2003 tableau 4.3.2 HQD.

Source : Centrale de l'Eastmain 1-A et dérivation Rupert, Étude d'impact sur l'environnement, Hydro-Québec Production, Décembre 2004

Tableau 2-1 : Prévision des besoins en électricité du Québec – Scénario moyen – 2007-2017

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Énergie (TWh)	186,2	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
Puissance (MW)	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681	Non disponible

Source : Complexe de la Romaine-Étude d'impact dur l'environnement, décembre 2007



Source : Complexe de la Romaine-document DA59 déposé par le promoteur <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/La%20Romaine/documents/DA59.pdf>

Même chose pour le Midwest américain, si on poursuivait, on agrandissait la carte vers l'ouest, on couvrirait à peu près le tiers des États-Unis. Donc c'est une région qui est immense, avec beaucoup, beaucoup de diversifications de la capacité de production, mais un réseau de transport intéressant aussi.

Ici, on voit justement la charge au Québec, annuellement, c'est à peu près cent soixante-neuf térawattheures (169 TWh), une pointe à trente-six mille deux cent soixante-quatorze (36 274) en janvier 2004, et on dit toujours qu'au Québec on consomme énormément d'énergie,

Source : Transcription des audiences publiques de la Romaine, Séance du 28 octobre 2008

Tableau 2-4 : Besoins de puissance d'Hydro-Québec Distribution et puissance additionnelle requise – 2007-2017

	Puissance (MW)									
	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
<b>Besoins à la pointe visés par le plan</b>	<b>35 968</b>	<b>36 219</b>	<b>36 851</b>	<b>37 129</b>	<b>37 418</b>	<b>37 701</b>	<b>37 948</b>	<b>38 193</b>	<b>38 380</b>	<b>38 681</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité (taux de réserve requise)	3 538 (9,8 %)	3 705 (10,2 %)	3 906 (10,6 %)	4 083 (11,0 %)	4 116 (11,0 %)	4 147 (11,0 %)	4 174 (11,0 %)	4 201 (11,0 %)	4 222 (11,0 %)	4 255 (11,0 %)
- Électricité patrimoniale (réserve incluse)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale</b>	<b>2 064</b>	<b>2 482</b>	<b>3 315</b>	<b>3 770</b>	<b>4 092</b>	<b>4 406</b>	<b>4 681</b>	<b>4 952</b>	<b>5 160</b>	<b>5 494</b>
- <b>Approvisionnements non patrimoniaux :</b>	<b>2 057</b>	<b>2 353</b>	<b>2 458</b>	<b>2 583</b>	<b>2 859</b>	<b>3 033</b>	<b>3 168</b>	<b>3 303</b>	<b>3 438</b>	<b>3 438</b>
• Contrats signés <sup>a,b</sup>	1 257	1 303	1 408	1 443	1 499	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538
• Appel d'offres éolien en cours (2000 MW) <sup>b</sup>	0	0	0	90	180	285	390	495	600	600
• Appels d'offres à venir :	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
– biomasse (100 MW, décembre 2011)	0	0	0	0	30	60	90	120	150	150
– éolien (500 MW, municipalités et communautés)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
• Électricité interruptible <sup>c</sup>	550	800	800	800	800	800	800	800	800	800
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise (besoins arrondis à 10 MW près)</b>	<b>0</b>	<b>130</b>	<b>860</b>	<b>1 190</b>	<b>1 230</b>	<b>1 370</b>	<b>1 510</b>	<b>1 650</b>	<b>1 720</b>	<b>2 060</b>
- Contribution des marchés de court terme (partage de réserve)	0	130	500	500	500	500	500	500	500	500
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>690</b>	<b>730</b>	<b>870</b>	<b>1 010</b>	<b>1 150</b>	<b>1 220</b>	<b>1 560</b>

a. Inclut une puissance additionnelle de 40 MW durant les mois d'hiver pour le contrat avec TCE.

b. Selon des hypothèses de contribution de 35 % pour les contrats signés liés à l'éolien (990 MW) et de 30 % pour l'appel d'offres lié à l'éolien en cours (2 000 MW).

Source : Complexe de la Romaine-Étude d'impact dur l'environnement, décembre 2007

#### Données d'exploitation (suite)

	2007	2006	2005	2004	2003
MW					
<b>Puissance installée<sup>a</sup></b>					
Centrales hydroélectriques	<b>33 305</b>	32 973	32 299	31 622	31 347
Centrale nucléaire	<b>675</b>	675	675	675	675
Centrales thermiques classiques	<b>1 665</b>	1 665	1 595	1 593	1 592
Parc éolien	<b>2</b>	2	2	2	2
Puissance installée totale	<b>35 647</b>	35 315	34 571	33 892	33 616
GWh					
<b>Besoins globaux d'énergie<sup>b</sup></b>	<b>209 818</b>	199 447	200 179	193 025	194 792
MW					
<b>Besoins québécois de puissance à la pointe<sup>c</sup></b>	<b>35 352</b>	36 251	33 636	34 956	36 268
km					
<b>Lignes aériennes et souterraines</b>					
Transport	<b>33 008</b>	32 826	32 544	32 487	32 434
Distribution <sup>d</sup>	<b>109 618</b>	108 883	108 344	107 423	106 568
	<b>142 626</b>	141 709	140 888	139 910	139 002

a) Hydro-Québec dispose également de la quasi-totalité de la production de la centrale des Churchill Falls (5 428 MW). De plus, elle achète toute la production de sept parcs éoliens appartenant à des producteurs privés, d'une puissance installée totale de 420 MW. Elle a aussi accès à 1 222 MW en vertu d'ententes avec d'autres fournisseurs privés.

b) Les besoins globaux d'énergie comprennent les kilowattheures livrés au Québec et aux réseaux voisins.

c) Besoins pour l'hiver débutant en décembre, y compris la puissance interruptible. Pour l'hiver 2007-2008, la pointe est survenue le 21 janvier 2008 à 8 h.

d) Ces données comprennent les réseaux autonomes, mais excluent les réseaux privés, les lignes en construction et le réseau à 44 kV (transport).

Source : Hydro-Québec –Rapport Annuel 2007 page 102

[http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport\\_annuel/2007/pdf/hydro2007fr\\_complet.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/2007/pdf/hydro2007fr_complet.pdf)

## Annexe 3

### Code du Bâtiment

Si le Québec donne suite à son intention annoncée dans la stratégie énergétique 2006-2015 et rend obligatoire la norme Novoclimat à compter de 2008, les habitations construites à partir de cette date utiliseront 25 % moins d'électricité pour leurs besoins de chauffage.

L'Agence de l'efficacité énergétique évalue notamment que, pour un bâtiment résidentiel de 203 m<sup>2</sup>, le surcoût de construction associés aux normes Novoclimat est de 4 298 \$, ce qui entraîne une augmentation moyenne des coûts d'emprunt de 328 \$ / an (pour un financement sur 25 ans et une mise de fond de 10%) par rapport aux coûts de construction et d'emprunt d'une maison conventionnelle. La valeur des économies d'énergie réalisées s'élève pour sa part à 546 \$ dès la première année et à 614 \$ /an dès la cinquième année.

Dans le cas de la maison unifamiliale moyenne de référence d'Hydro-Québec (158 m<sup>2</sup>), l'économie d'énergie correspondant à 25 % du chauffage serait de 3 654 kWh / an ( 25% de 14 616 kWh) @ 7,33 ¢ / kWh, soit 268 \$ / an dès la première année et 290 \$ / an dès la cinquième année (considérant une augmentation annuelle de 2% des tarifs). Cette résidence économiserait donc 36 540 kWh sur dix ans (2 933 \$) et 73 080 kWh sur 20 ans (6 508 \$)<sup>49</sup>.

---

<sup>49</sup> Voir dans la section Graphiques et tableaux, p. 47, le tableau intitulé « Économies d'énergie annuelles pour une maison unifamiliale moyenne, 2008-2027 »



## Annexe 4

### 3.1.2 Captage solaire et adaptation environnementale

La mise à jour du Code du bâtiment représente également l'occasion d'introduire de nouvelles normes relatives à l'orientation des bâtiments, à l'optimisation de la répartition de la fenestration et du captage solaire passif.

L'ingénieur Luc Muyldermans, qui se spécialise dans la construction d'habitations à haute efficacité énergétique depuis plus d'une vingtaine d'années, estime que ses résidences solaires peuvent fournir jusqu'à 70 % de l'énergie requise pour le chauffage. En autant qu'au moins 60% de leur fenestration totale soit orientée du sud-est au sud-ouest et que des masses thermiques (murets de maçonnerie) captent les apports énergétiques en période de surchauffe pour les redistribuer en se refroidissant (pendant des périodes pouvant atteindre 12 heures), il conclut que le reste des besoins de chauffage peuvent être comblés à un coût de 300 à 500 \$ / an. Il recommande le chauffage électrique comme système principal et, en régions rurales, le recours à un poêle à bois à haute efficacité comme système d'appoint.

Mais la technologie qu'il favorise est le recours à une mini thermopompe air-eau.(1 tonne de capacité) qui capte l'air le plus chaud dans le bâtiment et en transfère la chaleur dans le réservoir d'eau chaude domestique : cette énergie peut également être stockée dans une dalle de ciment dans laquelle on installera une tubulure pour y faire circuler l'eau. Ce système permet à la maison d'agir comme un capteur solaire actif qui serait monté sur un toit, de réduire les coûts de chauffage de l'eau domestique, surtout en été alors que la mini thermopompe rafraîchit l'air ambiant en transférant sa chaleur vers le réservoir<sup>50</sup>.

De nombreuses autres adaptations environnementales des bâtiments d'habitation peuvent être d'ores et déjà intégrées au Code du bâtiment. Certaines requièrent des adaptations du travail d'urbanisme, notamment pour rendre l'orientation des voies publiques compatibles aux normes d'efficacité énergétique. Dans tous les cas, les côtés les plus froids (nord et ouest) doivent faire l'objet d'une attention particulière; isolation maximale, fenestration à triple vitrage limitée en superficie, orientation optimale des pentes de toit pour réduire l'effet des vents dominants... Les fenêtres exposées au sud-est, au sud et au sud-ouest devraient être surmontées de corniches afin d'éviter la surchauffe en été. Pour cette même raison, les toitures devraient être couvertes avec les matériaux les plus pâles possibles.

Sans même entraîner de coûts additionnels, l'intégration de quelques principes de captage solaire au Code du bâtiment, conjuguée à l'imposition de la norme Novoclimat, réduirait les coûts de chauffage d'une résidence de plus de 40%.

---

<sup>50</sup> Fauteux, André, « Chauffer mieux, polluez moins », La maison du XXIe siècle, supplément printemps 2008, p. 46.

Dans le cas de la maison unifamiliale moyenne de référence, cette économie d'énergie correspondrait à 5 846 kWh / an (40% de 14 616 kWh) @ 7,33 ¢ / kWh, soit 429 \$ dès la première année et 512 \$ / an à compter de la dixième année. Cette résidence économiserait donc 4 692 \$ en coûts de chauffage sur dix ans (58 464 kWh) et 10 411 \$ sur vingt ans (106 928 kWh).

## Annexe 5

### Introduction à la géothermie

À l'heure actuelle, il y aurait environ 46 000 installations géothermiques résidentielles au Canada, et 5000 à 6000 au Québec, selon la Coalition canadienne de l'énergie géothermique.

Depuis mai 2007, les citoyens québécois qui installent un système géothermique peuvent recevoir, s'ils en font la demande, une subvention d'Hydro-Québec. Ils peuvent également bénéficier des programmes Novoclimat et Rénoclimat de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec ainsi que du programme écoÉNERGIE Rénovation de Ressources naturelles Canada. Pour les nouvelles constructions, la subvention de 2 800 \$ offerte par Hydro-Québec s'ajoute à celle de 2 000 \$ offerte pour l'achat d'une maison répondant à la norme Novoclimat, pour un total de 4 800 \$.

Pour un bâtiment existant, la subvention d'Hydro-Québec pour l'installation d'un système géothermique est de 2 000 \$ à laquelle s'ajoute une subvention de 3 500 \$ provenant du programme ÉcoÉnergie Rénovation de Ressources naturelles Canada. Une autre subvention d'Hydro-Québec, en moyenne de 1 300 \$ (programme Rénoclimat), peut s'ajouter pour l'amélioration de la cote ÉnerGuide d'un bâtiment, portant le total des subventions à 6 800 \$. Ce montant représente environ 52% du surcoût moyen d'un système géothermique<sup>51</sup>.

Tous les systèmes géothermiques doivent recevoir la certification de l'Association canadienne de l'énergie géothermique (ACEG) pour être éligibles aux subventions. La durée de vie de la tubelure souterraine est de plus de 70 ans, alors que la thermo-pompe géothermique a une durée de vie de 20 à 30 ans. Sur 1100 thermo-pompes géothermiques installées au village olympique il y a plus de 30 ans, seulement 20 % ont été remplacées<sup>52</sup>.

Hydro-Québec a donc lancé tout récemment son programme de subvention de la géothermie, mettant de l'avant des objectifs bien modestes de 365 installations par année pour des gains unitaires moyens de 8 770 kWh / an. Ces 365 installations généreraient des économies d'énergie annuelles de 3,2 GWh<sup>53</sup>. Pour notre maison unifamiliale moyenne, cette économie d'énergie (60% de 14 616 kWh / an) aurait une valeur annuelle de 643 \$ dès la première année @ 7,33 ¢ / kWh et de 768 \$ à compter de la dixième année. Cette résidence économiserait 7 036 \$ sur dix ans (87 700 kWh) et 15 616 \$ sur vingt ans (175 400 kWh).

---

<sup>51</sup> R-3644-07, HQD-14 Doc 3, p. 48.

<sup>52</sup> Fauteux, André, *op cit*, p. 48.

<sup>53</sup> R-3644-07, HQD-14 Doc 3, p. 49.