

ÉOLIEN HORIZON 2025
UN POTENTIEL RÉALISTE POUR LE QUÉBEC

Avis technique

Pour

L'Association canadienne de l'énergie éolienne

Par

Gaëtan Lafrance, Ph D. génie

Professeur honoraire, INRS-ÉMT, Un. du Québec
Professeur membre associé, GREEN, Un. Laval

Collaborateurs

**Jean-François Nolet
Gilles Côté**

Septembre 2010

TABLE DES MATIÈRES

Sommaire

Table des matières

Liste des tableaux, graphiques et recommandations

1.	Introduction et mandat	1
2.	Plan stratégique d'Hydro-Québec: quatre périodes	4
3.	Choix stratégiques des filières : quelques prémisses	7
3.1	Les caractéristiques de la demande.....	7
3.2	Le choix du portefeuille de production.....	10
3.3	Un choix des filières mal adapté pour l'éolien	10
3.4	Le choix des filières : période 1996-2006.....	11
3.4.1	Avantage des réservoirs à gestion multi-annuelle	11
4.	Contribution de l'éolien (Recommandations 2005).....	13
4.1	Le potentiel éolien : études INRS-IREQ	13
4.1.1	L'éolien: une demande inversée	16
4.2	Contribution de l'éolien : étude RSW.....	16
5.	Contribution de l'éolien (période 2015-2025).....	20
5.1	États des lieux en 2009 : travaux Hydro-Québec.....	20
5.1.1	Contribution en puissance de l'éolien.....	20
5.1.2	Évaluation de la provision pour aléas	21
5.1.3	Impact sur le service de réglage de la production.....	22
5.1.4	Service de régulation de la fréquence	23
5.2	Réserve en puissance requise: quoi retenir?	24
5.3	Faisabilité technique de 8000 MW d'éolien additionnel	25
6.	Références.....	31

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 BESOINS DU QUÉBEC EN TWH (2017 – 2025).....	29
TABLEAU 2 PLAN D’APPROVISIONNEMENT (RÉFÉRENCE EN TWH).....	29
TABLEAU 3 MARGE DE MANOEUVRE (TWH).....	30
TABLEAU 4 CAPACITÉ DE PRODUCTION HYDRO-QUÉBEC (MW).....	30

LISTE DES GRAPHIQUES

- Graphique 1 : Demande d’électricité du Québec (1960-2025)
- Graphique 2 : Surplus chez Hydro-Québec (2005–2025)
- Graphique 3 : Courbe de demande typique par secteur
- Graphique 4 : Courbe de puissance classée

1. INTRODUCTION ET MANDAT

En publiant le document *2025 la force du vent*, l'Association Canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA) a proposé une toute nouvelle vision pour l'avenir de l'énergie éolienne au Canada. Pour que le pays devienne un chef de file mondial de l'énergie éolienne, CanWEA pense qu'il doit se fixer comme objectif de se procurer 20 % ou plus de son électricité à partir de l'énergie éolienne en 2025.

Plusieurs travaux ont été lancés à travers le Canada pour montrer que cette vision audacieuse est non seulement réalisable d'un point de vue technique, mais qu'il y a aussi de solides arguments économiques et environnementaux pour faire de l'éolien une priorité au pays. Cet avis technique s'inscrit dans les études régionales canadiennes visant à informer les décideurs et la population sur la question spécifique suivante :

Est-il envisageable d'ajouter 8,000 MW d'énergie éolienne dans le parc de production d'Hydro-Québec à l'horizon 2025? Cette intégration se ferait sur une période de 10 ans à compter de 2015. Comme le réseau comptera déjà 4,000 MW d'éolien en 2015, la puissance installée au Québec serait de l'ordre de 12.000 MW 10 ans plus tard représentant ainsi un peu plus de 20% de la puissance installée. La part de l'énergie fournie par les parcs éoliens passerait de 4,5% en 2015 à 13,5 % en 2025.

La Stratégie énergétique du gouvernement du Québec de 2006 suit son cours en vue d'implanter 4000 MW d'énergie éolienne d'ici 2015, ce qui représentera un peu moins de 10% de la capacité du parc de production d'Hydro-Québec (incluant la puissance de la centrale de Churchill Falls au Labrador). Déjà l'expérience montre que l'éolien rencontre avantageusement la plupart des critères et contraintes qui sont d'ordre physique (qualité du site), technique (facilité d'intégration au réseau), environnemental, social, légal et économique.

Non seulement l'énergie éolienne a eu un impact énergétique important sur le bilan du Québec, mais la politique du gouvernement a permis de créer une industrie québécoise dans le domaine éolien, autant dans le manufacturier que dans le secteur des services. Mais dans la Stratégie énergétique du gouvernement de 2006, aucune politique significative ne prévoit une suite des choses pour l'après 2015. Par contre, le gouvernement a émis une politique précise pour le développement de l'hydroélectricité. Il est donc pertinent d'examiner une nouvelle politique pour l'éolien, qui serait en accord avec le contexte énergétique de la période 2015-2025.

Quelle serait alors la contribution maximale de l'éolien?

La question ne se pose plus à partir du moment où les conditions optimales de compétition

sont réunies. Si l'éolien est compétitif, les études de l'INRS¹ et de RSW Inc² produites pour la **Commission parlementaire sur la sécurité et l'avenir énergétiques du Québec** de 2005 montraient que le résultat du 10% de la capacité du réseau pouvait être dépassé. Mais les auteurs affirmaient que ces avancées méritaient un certain nombre d'analyses et de confirmations sur l'intérêt réel de la filière éolienne. Il faut reconnaître que la gestion en temps réel des opérations d'un réseau électrique a son lot de contraintes. Bien que l'éolien soit une option prometteuse, l'exploitant de réseau ne peut considérer une intégration massive de la filière sans une validation qui satisfasse l'ensemble des critères d'exploitation.

Compte tenu du temps alloué pour la production de cet avis, la méthodologie n'est pas exhaustive. Il est impossible également de couvrir tous les angles du développement optimal de l'éolien, angles qui sont autant techniques, physiques, sociaux et environnementaux. Cet avis se limite à la faisabilité technique de l'intégration technique des grands parcs éoliens sur un réseau électrique comme celui d'Hydro-Québec.

En soi, l'analyse d'une pénétration massive d'éolien sur un réseau électrique ne se fait pas avec des calculs simples. Il faut savoir que les pratiques de gestion ainsi que les modèles de prévision d'énergie et de planification des équipements couvrent plusieurs horizons : du temps réel au très long terme. Pour établir le scénario de référence anticipé pour la période 2015-2025, nous nous basons sur le Plan Stratégique de 2009 d'Hydro-Québec³, ainsi que sur la Stratégie énergétique⁴ du gouvernement du Québec produite en 2006.

La discussion se fera autour de deux approches: a) la planification moyen terme basée sur la gestion des réservoirs du réseau d'Hydro-Québec et sur les caractéristiques des équipements de production de transport et de distribution du réseau, et b) sur les contraintes de stabilité et de fiabilité de réseau à court terme.

Plusieurs travaux permettent de se prononcer sur le réalisme d'atteindre un objectif plus ambitieux dans le domaine éolien. On peut les classer en deux catégories : 1) les travaux de l'INRS-IREQ et ceux de la firme RSW qui ont mené à la recommandation d'implanter 4000 MW sur le réseau lors de la commission parlementaire de 2005, 2) les travaux d'Hydro-Québec depuis trois ans, que l'on peut consulter sur le site de la Régie de l'énergie⁵.

¹ Voir le rapport d'expert de Gaëtan Lafrance, *La sécurité énergétique et la filière éolienne*, Avis d'expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, Novembre 2004, disponible au <http://www.emt.inrs.ca/Francais/Doc2.pdf>

² Voir le rapport de RSW révisé en juin 2005, www.MRNF.gouv.qc.ca.

³ Disponible sur le site <http://www.hydroquebec.com/fr/>.

⁴ La Stratégie énergétique du gouvernement du Québec, juin 2006, www.mrnf.gouv.qc.ca

⁵ Régie de l'énergie, voir documents d'Hydro-Québec sur l'éolien, octobre 2009, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_PlanAppro.html.

L'organisation du document

La première section du document rappelle les divers contextes qui sous-tendaient les plans stratégiques dans le secteur électrique et les choix de filières. Par exemple, il est utile de distinguer l'époque d'avant 1996 de celle qui prévaudra en 2015. Avant 1996, le choix de filières se faisait dans un contexte monopolistique où seule la demande interne du Québec devait être satisfaite. Le nouveau contexte d'affaire lié à l'ouverture des marchés a élargi le mandat d'Hydro-Québec. On verra que ce nouveau contexte est d'une grande importance pour l'éolien.

La deuxième section est consacrée à la problématique particulière de l'hydroélectricité et de l'intégration des grands parcs éoliens sur le réseau. Il est utile ici de rappeler les pratiques concernant le choix de filières pour l'approvisionnement électrique selon les périodes: période d'avant 1996, le nouveau contexte d'affaires de la période 1996 – 2006, impact de la stratégie énergétique 2006 du gouvernement et finalement le contexte de surplus destinés à l'exportation pour la période 2015 – 2025. Les caractéristiques de la demande sont présentées brièvement. Les avantages et désavantages du réseau d'Hydro-Québec sont évoqués.

Une troisième section rappelle les hypothèses et les résultats des études qui ont mené à la recommandation de développer 4000 MW d'éolien au Québec. Complémentaires et représentant les multiples facettes de la conduite de réseau, nous verrons que les approches de l'INRS et de RSW s'accordent sur plusieurs points concernant l'intégration de parcs éoliens d'envergure sur le réseau.

Finalement, une quatrième section constitue la discussion et l'argumentation relatives à la faisabilité d'ajouter des projets éoliens pour une puissance additionnelle de 8000 MW au Québec.

Ce document vise à faciliter la compréhension d'enjeux qui sont par ailleurs complexes à modéliser. Une liste de références plus techniques est cependant suggérée pour les lecteurs désireux d'en savoir plus.

2. PLAN STRATÉGIQUE D'HYDRO-QUÉBEC: QUATRE PÉRIODES

Dans le monde simple des anciens monopoles, l'entreprise élaborait d'abord les scénarios de demande allant du très court terme (quelques heures) au très long terme (plusieurs décennies). Le choix stratégique des investissements était relativement simple puisqu'il devait se conformer aux politiques locales. En général, le nombre d'options régionales était limité : hydroélectricité ou centrale thermique pour les besoins de base, achat court terme ou petite centrale thermique pour la pointe.

Rappelons que les grands programmes d'équipements se sont élaborés dans des conditions de forte croissance de la demande. Le lancement des grands projets hydroélectriques de la Baie-James dans les années 1970 était bien sûr audacieux. Mais le devancement de barrage comportait des risques réduits si une partie de la production était exportée vers les États-Unis. Ainsi dans les années 1980, les surplus du Québec liés à l'entrée de la production de la Baie James ont été graduellement effacés par la croissance de la demande québécoise et par des programmes ciblés comme le bi-énergie par exemple.

Le contexte a changé dans la plupart des pays industrialisés. Au Québec en particulier, la croissance de la demande électrique est désormais plombée par le contexte démographique. Tel qu'on peut le voir dans le graphique 1, la demande électrique du Québec a commencé à saturer. Si on se limite au seul marché du Québec, la croissance de la demande électrique plus faible que par le passé a des conséquences sur la taille et la spécialisation des projets proposés pour l'approvisionnement.

Alors que la demande électrique du Québec a doublé de 1970 et 1980, il faudra attendre 2017 avant que celle de 1980 double. Et de 2017 à 2025, les sept TWh de demande supplémentaire prévue pour le Québec seront inférieurs à la production du projet La Romaine qui sera normalement complété vers 2020.

Certes, il s'agit d'un scénario de référence qui ne tient pas compte d'une électrification accrue des secteurs de consommation, comme celui du transport, par exemple. Mais dans tous les cas de figure, force est de constater qu'une expansion vigoureuse de la capacité électrique du Québec doit s'accompagner d'une politique de développement de marché à l'exportation. C'est le sens de la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec produite en 2006 et révisée en 2009.

Selon le Plan Stratégique d'Hydro-Québec 2009, combiné aux objectifs du gouvernement du Québec de lancer 4500 MW de nouveaux projets hydroélectriques dans la période 2015 – 2025, le graphique 2 montre très clairement que le système électrique du Québec s'oriente vers des surplus importants qui pourront être utilisés soit pour desservir de nouveaux

marchés internes soit pour des exportations additionnelles.

Pour bien comprendre les choix stratégiques des filières, dont l'éolien, il faut donc les analyser selon plusieurs périodes :

- a. Secteur électrique réglementé (avant 1996) : forte croissance de la demande, plan d'équipement choisi pour satisfaire la demande du Québec exclusivement, situation de monopole pour la production d'Hydro-Québec;
- b. Ouverture des marchés de gros (période 1996-2006) : réduction des contrats d'énergie ferme en faveur du marché spot, division fonctionnelle d'Hydro-Québec (HQP, HQD, Trans Énergie), création du bloc d'énergie patrimonial, brèche dans le monopole de la production;
- c. Impact de la Stratégie énergétique du Québec (période 2006 – 2015) : retour des surplus, politique en faveur de l'éolien (4000 MW ou environ 10% de la capacité de production);
- d. Impact de la Stratégie énergétique du Québec révisée selon les données de 2009 (période 2015-2025) : contexte de surplus pour l'exportation selon divers types de contrats : du court terme au contrat ferme de long terme, sans compter le Plan Nord (période 2025-2035)

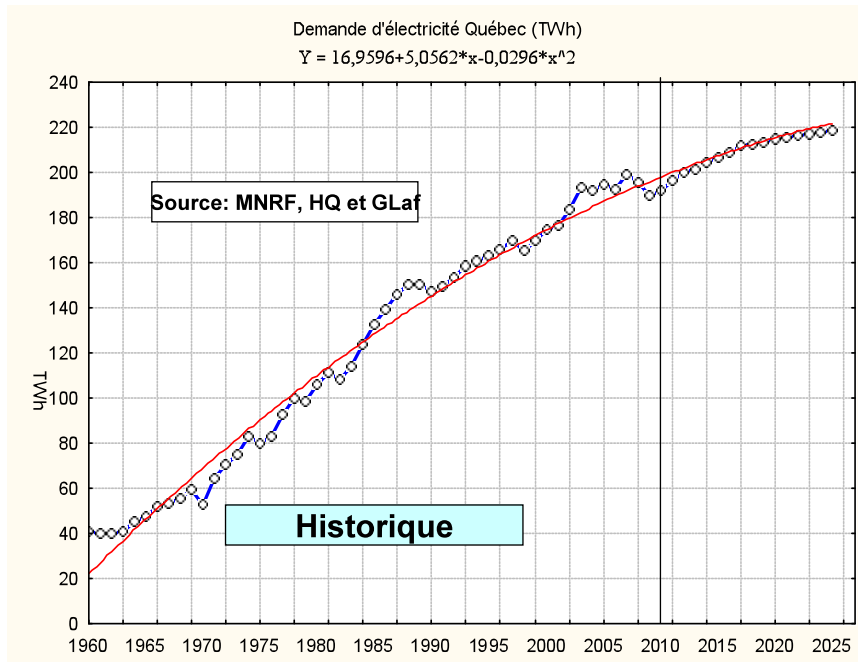
Pour les suites de la discussion, on peut déjà constater les faits suivants :

Constats no 1 et 2

Selon le scénario de référence basé sur le Plan Stratégique 2009 d'Hydro-Québec et la Stratégie énergétique de 2006 du gouvernement,

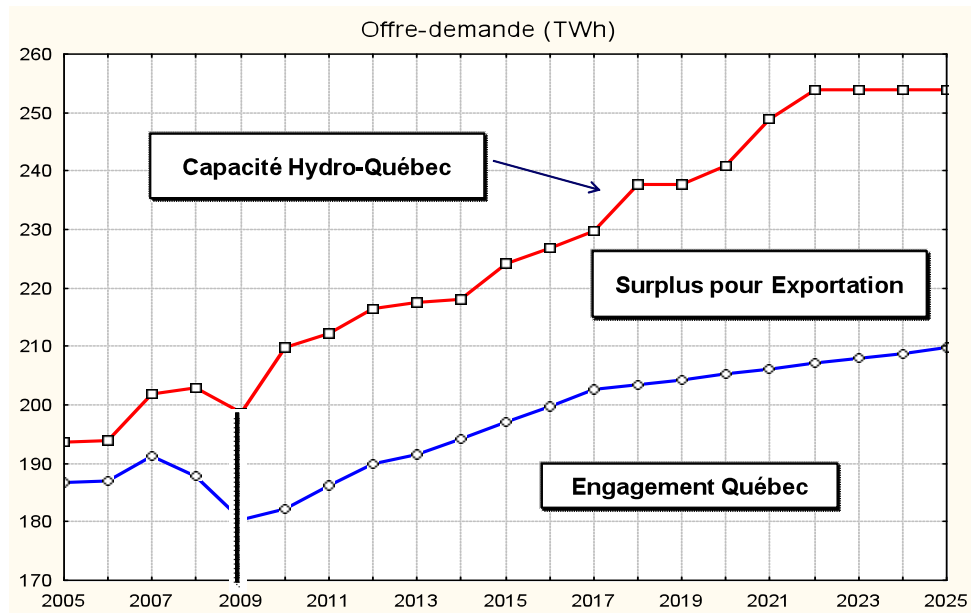
1. Les besoins en énergie électrique pour le Québec n'augmenteront que de 6,1% pendant la période 2015 – 2025, soit environ 12,5 TWh.
2. Quand le complexe La Romaine sera en production (horizon 2020), la marge de manoeuvre d'Hydro-Québec Production pour développer des nouveaux marchés sera de l'ordre de 34,5 TWh. Autrement dit, sans ajouter les 3000 MW d'hydraulique prévus dans la Stratégie énergétique de 2006 (environ 16 TWh), Hydro-Québec aura déjà amplement d'énergie pour satisfaire les besoins du Québec avec les marges de sécurité nécessaires.

Graphique 1 : Demande d'électricité du Québec (1960-2025)



Source : Plan Stratégique 2009 d'Hydro-Québec, Stratégie énergétique de 2006 du gouvernement, INRS pour l'après 2017. Note : La demande d'électricité du Québec inclut d'autres producteurs qu'Hydro-Québec

Graphique 2 : Surplus chez Hydro-Québec (2005-2025)



Source : Plan Stratégique 2009 d'Hydro-Québec, Stratégie énergétique de 2006 du gouvernement.

3. CHOIX STRATÉGIQUES DES FILIÈRES : QUELQUES PRÉMISSSES

3.1 Les caractéristiques de la demande

La demande d'électricité est l'ensemble des besoins pour lesquels l'entreprise a des engagements. Comme le montre le graphique 3, où le cas du Québec est présenté, cette demande varie au cours de l'année. La demande varie également selon les cycles journaliers et hebdomadaires, selon les régions et les secteurs de consommation. Cette fluctuation continue de la demande électrique est le reflet des habitudes de vie de la population (heures de repas, de travail, de sommeil, vacances, etc.) et des phénomènes géoclimatiques (climat, luminosité).

Pour des régions nordiques, la demande atteint un maximum en décembre/janvier et un minimum en période estivale. Mais pour une région où le chauffage est moins important, une demande de pointe sera observée en saison chaude, là où la climatisation est plus importante. C'est le cas pour le sud de l'Ontario et la plupart des régions aux États-Unis. Qui ne se rappelle pas la grande panne du 14 août 2003, en Ontario et dans les États voisins, causée en partie par une demande trop forte de climatisation?

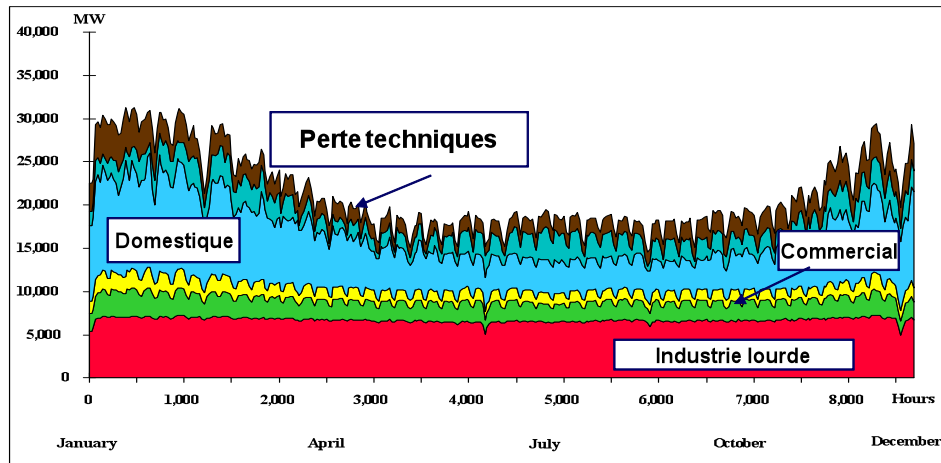
Cette variation régionale de la demande nous amène à un autre constat : comme la demande est complémentaire d'un réseau à l'autre, il est en général avantageux pour chaque système d'arrimer ses efforts d'approvisionnement avec ceux de ses voisins. Cette idée, on le sait maintenant, a été fortement avantageuse pour Hydro-Québec depuis que le marché américain s'est ouvert au marché de gros et de détail. Tout en assurant une marge de manœuvre pour ses propres périodes de pointe, la grande flexibilité du réseau hydroélectrique du Québec a permis à Hydro-Québec de devenir un *peaker* du nord-est.

Dans la pratique, les planificateurs suivent les étapes suivantes :

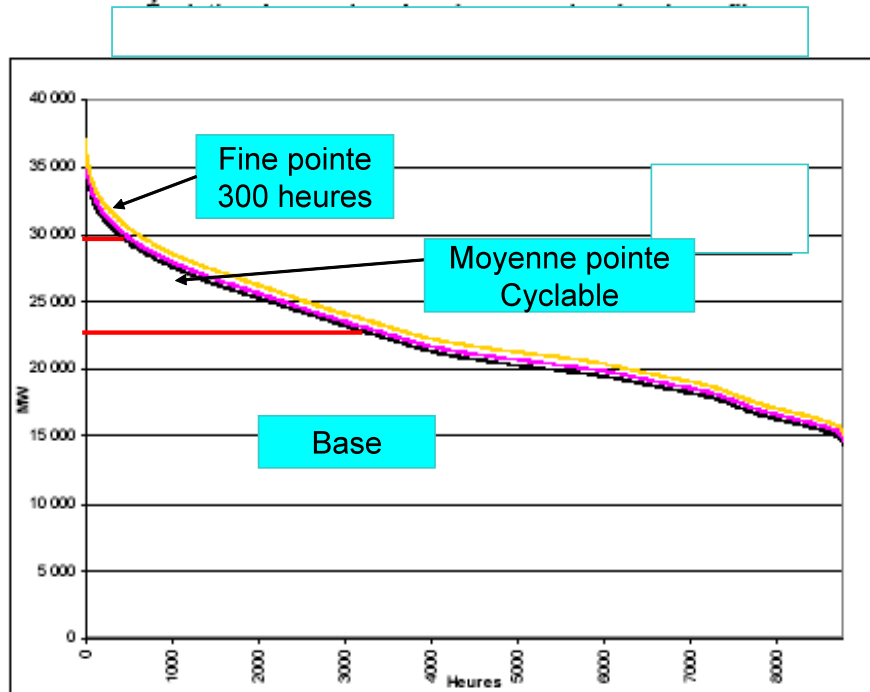
- Ils commencent par faire une prévision de demande pour le long terme : horizon de 10 à 20 ans pour les grands ouvrages. Cette prévision se fait par secteur, résidentiel, commercial et industriel. L'unité est un multiple du kilowattheure (ex. GWh/an).
- Une courbe de charge typique comme celle présentée dans le graphique 3 est déduite pour le futur en tenant compte des demandes horaires par secteur; l'unité est un multiple du kilowatt (kW)
- Un facteur de sécurité ou de réserve est ajouté pour tenir compte des divers aléas : variation de la demande, panne, pertes techniques, etc.
- La demande de puissance résultante est ensuite ordonnée en partant de l'heure où la demande maximale est observée jusqu'à l'heure de la demande minimale pour les 8760 heures de l'année. Cette courbe est nommée courbe de puissance classée (graphique 4).

Graphique 3: Courbe de charge typique par secteur

Source Hydro-Québec



Graphique 4: Courbe de puissances classées typique



En général, on divise cette demande en trois classes spécifiques : la demande de fine pointe (les trois cents premières heures), la demande de moyenne pointe (dimension variable selon les réseaux) et finalement la demande de base. En résumé, dans l'approche classique, la très grande partie du travail et du risque était assumée par les prévisionnistes de la demande, la suite des choses était presque triviale pour établir le plan d'équipement.

En prenant le Québec comme exemple, on observe que la demande du secteur domestique semble avoir un comportement très aléatoire, ce qui est lié, il faut le dire, à la grande quantité de clients et à l'importance du chauffage électrique. La demande domestique est donc fortement dépendante des conditions climatiques. En comparaison, le profil de la demande industrielle est plus linéaire, ce qui s'explique par l'importance de l'industrie lourde. Quelques centaines d'industries fortes consommatrices d'électricité, principalement les industries de première transformation des métaux et les industries de pâtes et papiers, fonctionnent 24 heures sur 24 et représentent 80% de la demande industrielle. Le profil de la charge du secteur commercial reflète bien les habitudes de travail journalières, hebdomadaires et saisonnières. La courbe de charge montre bien que la demande est plus faible la nuit et en fin de semaine.

Ainsi, la structure de l'économie donne une signature au profil de charge d'un réseau. Selon l'importance de chaque secteur de consommation, le profil global de la charge se modifiera dans le temps. Pour le Québec en particulier, la croissance de la demande électrique à l'horizon 2020 sera fonction du secteur industriel dont la demande est plus stable d'une période à l'autre. La demande fortement hachurée du secteur résidentiel aura tendance à stagner. Ce phénomène a de l'importance pour la discussion future, puisque la courbe de puissance classée aura tendance à s'aplatir et que la pointe augmentera moins rapidement que par le passé.

Constats no 3 et 4:

3. Comme la demande est complémentaire d'un réseau à l'autre, il est en général avantageux pour chaque système d'arrimer ses efforts d'approvisionnement avec ceux de ses voisins. À cause des nombreuses interconnexions existantes et envisagées, le réseau d'hydro-Québec est très flexible pour la gestion de ses propres besoins.
4. Pour l'horizon 2017 - 2025, la gestion de la fine pointe ne représente pas un problème additionnel majeur pour deux raisons : a) les surplus et les solutions alternatives seront importants, b) la pointe augmentera moins rapidement que la demande totale.

3.2 Le choix du portefeuille de production

Historiquement, les gestionnaires de réseau avaient comme stratégie de fonctionner en mode « autonomie totale », c'est-à-dire que, à l'intérieur de chaque réseau, l'offre devait égaler la demande. La capacité de production était donc composée d'équipements qui avaient des spécialisations selon les classes de demande :

- Les **équipements de base** qui fournissent l'énergie pour la demande de base peuvent se classer en deux catégories : a) dans la première catégorie se retrouvent les systèmes hydroélectriques; l'énergie de base est stockée dans des réservoirs gérables sur une base annuelle ou multi-annuelle (cas du réseau du Québec); b) la deuxième catégorie se réfère aux systèmes thermiques; l'énergie de base est fournie par des centrales thermiques (combustibles) et/ou des centrales nucléaires. Bien que l'entretien périodique soit nécessaire, le taux d'utilisation de ces équipements est maximal, de l'ordre de 60% pour une centrale hydroélectrique et plus de 75% pour les centrales thermiques à flamme ou nucléaire.
- Les **équipements de moyenne pointe** correspondent souvent aux mêmes formes d'énergie que celles utilisées pour les équipements de base : dans un système hydraulique, on peut ajouter des turbines supplémentaires dans les barrages; dans un système thermique, on ajoute des centrales d'appoint qui sont généralement de plus petites capacités en comparaison aux centrales de base.
- Le choix des **équipements de fine pointe** est d'abord basé sur leur possibilité de répondre rapidement à des augmentations de demande; les turbines à gaz et les centrales diesel ont cette caractéristique; toutes les compagnies utilisent aussi la gestion de charge comme moyen complémentaire pour assurer la sécurité du réseau. Hydro-Québec peut compter sur de l'interruptible, des abaissements de tension, des achats de court terme.

Cette présentation des équipements de production selon trois classes de demande est bien sûr sommaire et peut omettre plusieurs cas particuliers. Pour le Québec en particulier, il est important de rappeler ici que la fine pointe ne représente que 300 heures par an environ, soit 3,4% des heures de l'année.

3.3 Un choix des filières mal adapté pour l'éolien

Il est facile de comprendre que les choix de filières tels que pratiqués historiquement éliminent d'office l'éolien. À cause de son intermittence, l'énergie éolienne ne se classe dans aucune des catégories : équipements de base, de moyenne pointe ou de fine pointe. Pour un producteur d'électricité, il n'est pas suffisant de disposer de toute l'énergie nécessaire pour satisfaire la demande sur une base annuelle, mais encore doit-il être en mesure de répondre aux variations d'intensité au moment où elles surviennent. Le producteur doit donc disposer d'un nombre suffisant de moyens pour être en mesure de satisfaire l'intensité de la demande la plus forte, et cela en tenant compte des divers aléas. Or l'éolien ne satisfait pas à ces conditions, apportant au contraire des difficultés de gestion

supplémentaires.

Il faut reconnaître que la gestion en temps réel d'un réseau électrique a son lot de contraintes qui impose des choix stratégiques complexes. Dans un système comme celui d'Hydro-Québec, la gestion des apports d'eau doit se faire pour tous les horizons (court, moyen et long terme) afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement en tout temps. L'opération du système est optimisée à tous les niveaux : de la turbine au poste de distribution. La gestion de la réserve impose une vitesse de réaction pratiquement instantanée. Bref, bien que le choix du portefeuille de ressources se fasse sur une approche de long terme, la fiabilité, la maturité et la flexibilité des équipements proposés viennent teinter les choix finaux.

Cette discussion n'est pas inutile. En partant, et c'est normal, l'éolien suscite une certaine prudence pour l'opérateur de réseau qui doit par ailleurs satisfaire de multiples normes. En outre, l'intermittence de l'éolien ajoute un aléa au système, notamment pour la gestion de la réserve. Cela ne veut pas dire cependant qu'il n'est pas possible d'intégrer des quantités importantes d'énergie éolienne dans un réseau. En premier lieu, ça prend un peu plus d'imagination, puisque les pratiques de gestion du réseau sont modifiées. En deuxième lieu, il faut réaliser que la quantité technico-économique d'énergie éolienne intégrée dans un réseau dépend fortement des caractéristiques de ce réseau: c'est « system specific ». C'est également fonction de la qualité des interconnexions avec les réseaux voisins. Autrement dit, l'analyse de toutes nouvelles filières énergétiques dans un réseau mature ne peut se limiter à une approche de réseau en autarcie si les échanges énergétiques avec le marché extérieur sont importants.

Considérant ces points, le réseau d'Hydro-Québec offre des avantages de flexibilité supérieurs à la plupart des réseaux canadiens et nord-américains. Pour bien comprendre les enjeux, il faut revenir sur les divers contextes et périodes qui ont influencé ou influenceront les choix stratégiques des filières de production.

3.4 Le choix des filières : période 1996-2006

Depuis 1996, trois grands événements ont changé le contexte stratégique dans le secteur électrique au Québec : a) la politique énergétique du gouvernement du Québec émise en 1996; b) les conditions de participation au marché ouvert dans le nord-est américain; c) la stratégie énergétique de 2006.

3.4.1 Avantage des réservoirs à gestion multi-annuelle

Le nouveau contexte d'affaire a mis en évidence les grandes qualités du système d'Hydro-Québec pour profiter du marché court terme des échanges énergétiques dans le nord-est. Ce jeu d'achat/rachat selon les opportunités pointe et hors pointe a confirmé les avantages énormes de pouvoir gérer des réservoirs conçus pour stocker d'énormes réserves énergétiques. De surcroît, les turbines hydrauliques ont l'immense avantage de pouvoir être

démarrées en peu de temps par rapport à des turbines thermiques classiques.

Pour les réseaux hydrauliques canadiens, la capacité des réservoirs a été déterminée pour faire face aux aléas de l'hydraulicité sur une période de l'ordre de 5 ans. Dans les années où les apports d'eau étaient plus importants que la moyenne, on stockait plus d'énergie pour faire face à une éventuelle pluviosité plus faible. En termes plus techniques, ces réservoirs sont gérables sur une base multi-annuelle. Ce point est important pour la suite de notre présentation.

En Colombie Britannique, au Manitoba et pour le Québec en particulier, les réservoirs hydrauliques ont été surdimensionnés. Cette caractéristique donne un avantage considérable sur le marché spot, puisque les réservoirs peuvent constituer une fabuleuse réserve énergétique que l'on peut écouler lorsque les prix du marché sont avantageux. À l'inverse le Québec peut acheter de l'énergie lorsque les prix sont plus bas, gardant ainsi dans ses réservoirs l'eau accumulée. C'est l'idée qu'a exploitée Hydro-Québec depuis 2001 environ, en participant de façon intensive au marché américain de court terme.

De l'expérience des dernières années, les conclusions suivantes ressortent.

Constats no 5, 6 et 7

5. Le nouveau contexte d'affaires a induit une nouvelle façon de gérer la réserve qui questionne les nouveaux développements de production, y compris la taille des nouveaux réservoirs; en outre tout nouveau choix de filière doit se faire en considérant l'ensemble du marché d'échange énergétique, et non pas seulement l'augmentation de la demande interne;
6. Par ailleurs, le choix des prochaines filières ne doit plus se faire en fonction de la gestion de pointe exclusivement; de plus en plus le problème actuel du Québec en est un de réserve énergétique, et non de puissance brute; le détournement de rivière est un bon exemple du changement de culture causé par l'ouverture des marchés : le détournement de la Rupert, par exemple, a comme principale conséquence d'ajouter de l'énergie dans le bassin LG2, les capacités de production et de transport ont été peu affectées.
7. La mise en production rapide des turbines hydrauliques est un immense avantage par rapport aux systèmes thermiques où les « must run » telles les centrales nucléaires ou à charbon doivent rester en opération. Pour l'éolien, en particulier en contexte de basse charge, ce dernier point s'avère de toute importance. Autrement dit, un système hydraulique est susceptible d'intégrer une plus grande part d'éolien qu'un système thermique classique.

4. CONTRIBUTION DE L'ÉOLIEN (RECOMMANDATIONS 2005)

Hydro-Québec utilise plusieurs modèles de planification pour réduire les risques liés à la gestion du réseau. Ces modèles, qui couvrent plusieurs horizons, du temps réel au très long terme, ont tous leur importance. Pour le temps réel, par exemple, les modèles et les pratiques en cours assurent la stabilité et de fiabilité de réseau. Pour le court terme, i.e. l'horizon qui couvre les heures ou la journée qui viennent, il est facile de comprendre que les modèles de prévision des demandes et des ressources disponibles doivent être aussi précis que les modèles de conduite de réseau en instantané. Pour le moyen et le long terme, les risques sont plutôt financiers. Une mauvaise planification peut avoir des effets très néfastes sur la santé financière de l'entreprise. Et ainsi de suite.

En 2004-2005, le gouvernement ne pouvait se permettre d'analyser tous les angles de la gestion du réseau. Pour se faire une idée du potentiel éolien, deux approches ont été utilisées :

- Des travaux de l'INRS-IREQ⁶ basés sur un modèle de planification moyen terme, utilisé notamment chez Hydro-Québec pour la gestion de réservoir;
- Une étude de la firme RSW⁷ qui s'est attardée à comprendre l'impact de l'éolien sur la gestion en temps réel du réseau.

Il est utile de rappeler le contexte de la fin 2004, début 2005 :

- L'équilibre offre-demande était serré, l'hydraulicité était en bas de la moyenne depuis plusieurs années, aucun surplus n'était envisagé;
- L'éolien était pratiquement absent au Québec; ces études ne pouvaient donc pas tabler sur des données réelles d'intégration de parcs éoliens importants sur le réseau.

4.1 Le potentiel éolien : études INRS-IREQ

La grande originalité de l'approche INRS-IREQ a été d'utiliser un modèle de planification moyen terme qui gère de façon optimale l'ensemble des réservoirs d'Hydro-Québec en tenant compte des contraintes réelles du réseau. Tout en sachant que les modèles ne peuvent jamais être parfaits, l'approche est cependant proche de la réalité puisque le modèle résultant s'inspirait d'un modèle utilisé couramment chez Hydro-Québec pour sa planification énergétique à moyen terme.

Les études d'avant 1996, année de nos premiers travaux sur le sujet, se basaient pour l'essentiel sur l'analyse du couplage d'un seul réservoir avec une capacité éolienne. Cette

⁶ Voir les références, Lafrance et coll. ou Krau et collaborateurs.

⁷ www.Mrmf.gouv.qc.ca, Étude RSW, opus cité.

approche avait le défaut de simplifier à l'extrême la gestion réelle d'un réseau. Les seuls résultats intéressants d'une telle approche étaient d'établir une relation entre deux apports énergétiques : les apports d'eau et les apports éoliens, pour un site donné. À l'évidence, la contrainte des déversements apparaissait rapidement et la courbe de charge simplifiée imposait une limite faible d'intégration de l'éolien.

Malheureusement ce genre d'approche simpliste a amené son lot de préjugés envers l'éolien, qui ne sont pas complètement disparus. Encore trop souvent, on ramène dans la discussion l'impossibilité de gérer la variabilité de l'éolien. Dans les faits, cette attitude reflète une méconnaissance de la grande flexibilité des moyens de gestion dans un réseau comme celui d'Hydro-Québec. Indirectement c'est aussi mal comprendre comment les flux d'énergie sont assumés par le réseau de transport.

Pour comprendre l'impact de l'éolien sur le réseau, une étape inévitable consiste donc à simuler l'ensemble des contraintes de production, de transport, de demande et d'échange énergétique avec les réseaux voisins, autant que possible pour des horizons horaires, hebdomadaires, saisonniers et annuels. En gros, il s'agit d'un modèle de programmation mathématique qui optimise une fonction de récompense finale liée à la valeur de l'eau accumulée dans les réservoirs, à laquelle sont ajoutés les dépenses et les revenus liés aux achats et aux ventes d'énergie. Les contraintes auxquelles cette fonction « objectif » est soumise se classent en deux catégories :

- Les contraintes hydrauliques font référence à la gestion de l'eau; dans la première phase des travaux, les apports d'eau ont été fixés en fonction de moyenne historique, ce qui rend l'approche déterministe plutôt que stochastique; dans la deuxième phase plusieurs simulations stochastiques ont été effectuées;
- Les contraintes électriques correspondent aux contraintes de demande, aux contraintes de transport, aux contraintes de marché externes et aux rendements des filières de production.

L'addition de nouvelles capacités éoliennes est prise en compte à travers ces contraintes. Parmi les nombreuses hypothèses qui sous-tendent un tel modèle, il faut rappeler que les simulations ont été effectuées pour les huit zones qu'Hydro-Québec utilise dans sa gestion du réseau. Pour certaines zones comme la Baie-James, la demande est faible. L'installation de capacité éolienne se répercute donc sur les capacités de transport vers le sud.

Il est important de noter ici que ces simulations ne supposaient pas de nouvelles lignes de transport, ni de renforcement important du réseau. Cette hypothèse sévère pour l'éolien était semblable à celle de l'étude de RSW.

Le modèle est non linéaire puisque les fonctions de production des turbines hydrauliques sont non linéaires. Pour les premiers travaux, le pas de temps était hebdomadaire. Mais des

simulations plus précises ont été effectuées par la suite afin de mieux prendre en compte les trois classes de demande : fine pointe, moyenne pointe et base. À l'IREQ⁸, notamment, on a testé quatorze classes de demande sur un horizon hebdomadaire pour des parcs dont la capacité totale pouvait atteindre 8 000 MW.

Les cas simulés se reportaient à l'année 2011, puis ils ont été extrapolés à 2014. La contrainte patrimoniale était donc simulée. Par contre, si on se rappelle bien le contexte des années 2003-2004, les prévisionnistes n'envisageaient pas de surplus à moyen terme. Rappelons également que le plan d'équipement d'Hydro-Québec, tel que présenté à la commission parlementaire de 2005, était basé sur une percée plus importante du thermique, dont la centrale Le Suroit. Le modèle incluait une grande part de production thermique.

Bien que l'objectif principal de ces travaux était d'estimer le potentiel maximal d'intégration de puissance éolienne dans le réseau sans modification majeure du système électrique existant, plusieurs objectifs secondaires ont teinté l'ordre des simulations. Parmi ces sous-objectifs, citons les suivants : a) impact sur les déversements des réservoirs, b) localisation optimale des parcs éoliens sur le territoire.

Il est clair que la qualité du vent est un facteur de localisation important. Ainsi le fleuve St-Laurent, depuis la ville de Québec en allant vers le Nord, donne de meilleurs résultats pour une éolienne typique que pour d'autres régions. On peut se poser la question cependant si le réseau peut avantager une région plus qu'une autre. En tout état de cause, l'intégration optimale supposait qu'il était préférable de répartir sur le territoire les parcs éoliens, question de profiter d'une meilleure courbe statistique des vents.

Dans la pratique, on le sait maintenant, le gouvernement a fait pencher la balance en faveur de la Gaspésie pour les premiers appels d'offres. L'objectif additionnel à la qualité de la ressource était d'établir une politique industrielle. En revanche, il a fallu renforcer le réseau de transport et de distribution, à cause bien sûr de la charge plutôt faible de la région.

Pour ce qui est des déversements, nos résultats ont été clairs : même avec 8000 MW d'éoliennes sur le réseau, les réservoirs sont gérés sans perte d'énergie, y compris dans la période des hautes eaux du printemps. La principale raison se réfère à la grande capacité de stockage des réservoirs à gestion multi-annuelle du réseau d'Hydro-Québec. En pratique la capacité de stockage supplémentaire par rapport à la moyenne de l'hydraulicité est supérieure à l'énergie que fourniraient 8000 MW d'éoliennes. Dans la pratique, il faut bien voir que cette énergie supplémentaire est écoulee sur le marché de l'exportation, pratiquement au fur et à mesure qu'elle est produite.

Bref, la recommandation de lancer 4000 MW d'énergie éolienne pour l'horizon 2014 était conservatrice et aurait pu être plus audacieuse. Dans un cadre de gestion serrée du réseau,

⁸ Stéphane Krau et collaborateurs, (2005).

sans surplus importants annoncés, les simulations montraient déjà que le Québec pouvait cibler le double. Dans les faits, nous avons proposé un objectif plus prudent, question de se familiariser avec cette nouvelle forme d'énergie qu'était l'éolien. La firme RSW a fait le même pari.

4.1.1 L'éolien: une demande inversée

Il est important à ce moment-ci de préciser comment l'éolien est traité d'un point de vue mathématique. La compréhension de ce point sera de toute importante pour la discussion sur les aléas et la réserve additionnelle qu'occasionne l'addition de cette énergie sur le réseau.

La production des parcs éoliens, des centrales au fil de l'eau sans barrage et des centrales sur lesquelles on a peu de contrôle pour modifier leur production sont des « must run » si on veut profiter de leur énergie. Le gestionnaire de réseau commence donc par soustraire ces productions anticipées de la demande planifiée, pour l'heure qui vient par exemple. Puis pour la demande restante, le gestionnaire examine son portefeuille de solutions pour moduler rapidement la variation de demande. Il se tournera vers les centrales au gaz, les turbines hydrauliques dans les barrages, l'achat sur les réseaux voisins ou la gestion de demande par l'interruptible par exemple. Dans un marché ouvert comme celui de la Nouvelle-Angleterre, il fera appel au marché.

L'éolien a la particularité d'être démarré ou arrêté rapidement. En basse charge, par exemple, on préférera se priver d'éolien, tout simplement parce que l'arrêt d'une centrale nucléaire ou d'une centrale thermique au charbon n'est pas envisageable.

Dans un réseau hydraulique, l'éolien est vu comme une demande inverse. On recrée une nouvelle demande pour l'heure qui vient en soustrayant de la demande attendue, la production éolienne prévue. Puis on examine les solutions pour satisfaire cette demande modifiée qui sera forcément plus faible que la demande originale. De là un aléa supplémentaire pour la constitution d'une réserve tournante.

4.2 Contribution de l'éolien : étude RSW

Suite à une requête du gouvernement, la firme RSW Inc. a fourni une évaluation technique de la capacité d'intégration de puissance éolienne sur le réseau d'Hydro-Québec. Par rapport aux travaux de l'INRS/IREQ, cette analyse se distinguait dans l'horizon de planification : alors que le premier modèle s'appliquait à comprendre les impacts qui dépassaient le temps réel, l'étude RSW essayait de comprendre l'impact de l'éolien à très court terme. Les deux approches se complétaient donc parfaitement et avaient autant d'importance pour comprendre l'impact de l'éolien.

Tel que souligné en début de cette section, Hydro-Québec utilise plusieurs méthodes de planification pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la fiabilité de son réseau.

Chaque approche se doit de réduire la marge d'incertitude au maximum. Trop souvent, malheureusement, on a tendance à ne retenir que les études sur le temps réel qui, nous le verrons, n'apportent qu'une réponse partielle au problème posé.

Les contraintes d'intégration de l'étude RSW sont celles que l'on rencontre normalement dans la gestion en temps réel pour assurer la stabilité d'un réseau en autarcie sans surplus:

- 1) La capacité d'intégration globale est analysée en termes d'impact sur la sécurité et sur les impératifs d'exploitation de l'ensemble du réseau de transport et du parc de production;
- 2) La capacité d'intégration régionale dépend essentiellement de deux paramètres : a) la capacité thermique des lignes et des équipements des postes des sous-réseaux où se fait l'intégration et b) la limite de stabilité de la partie du réseau à 735 kV à laquelle sont raccordés ces sous-réseaux.

Les auteurs de l'étude rappellent aussi que la limite globale à l'intégration massive d'éoliennes sur la gestion en temps réel du réseau est fonction de quatre facteurs principaux :

- 3) La réserve de production,
- 4) Le contrôle de tension et la stabilité de réseau,
- 5) Le contrôle de fréquence et le suivi de la charge,
- 6) L'exploitation du réseau en faible charge.

L'étude ne se prononce pas vraiment sur les points 4) et 5), invoquant le fait que seules des études plus détaillées permettraient de trancher sur l'impact réel de ces facteurs. Il faut dire qu'au moment où l'étude a été complétée, la production éolienne était faible au Québec. Il était difficile de se baser sur des données réelles pour tirer des conclusions sur le sujet. Le prochain chapitre reviendra sur ces points, compte tenu que plusieurs analyses ont été faites depuis par Hydro-Québec.

Chaque approche a des limites, mais avant d'aller aux conclusions de l'étude RSW, il est très important de citer deux limites majeures de cette approche pour comprendre le problème global de l'intégration de l'éolien dans un système électrique :

- Les analyses à très court terme s'appliquent à analyser le cas du pire, c'est-à-dire au moment où la demande est soit a) à son maximum et que toutes les facilités du système sont en action, b) à son minimum et que la production éolienne s'ajoute à la production des « must run ». Or, l'analyse de ces périodes est loin de représenter la gestion d'une charge annuelle et surtout elle omet les autres facilités de gestion comme le marché externe et les modes de gestion de demande.
- Le deuxième biais de l'étude de RSW est d'assumer que la production éolienne

s'ajoute à la puissance maximale d'une région donnée en tout temps. Or l'analyse des flux d'énergie dans un modèle de programmation mathématique montre au contraire que les choix se font de façon optimale pour l'une ou l'autre des formes d'énergie disponible : l'éolien ayant la priorité, l'énergie de l'eau est stockée pour des besoins futurs. En aucun cas, les capacités de transport ne sont dépassées.

Les points déterminants pour évaluer l'impact maximum de l'éolien sur le réseau d'Hydro-Québec ont été les points 1), 2), 3) et 6). L'impact sur la réserve de production (point 3) était basé sur le critère du « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC) : pour assurer la fiabilité du réseau, il fallait conserver une quantité de puissance en réserve égale à 11% de la demande de pointe du réseau.

Un des points les plus limitatifs était le cas d'un réseau à faible charge (point 6): on assumait qu'il était possible d'accepter une capacité éolienne installée d'environ 3 600 MW en 2004 sans imposer de contraintes significatives à cette exploitation. En extrapolant la puissance totale du réseau à 40 000 MW pour l'horizon 2015, on supposait donc acceptable une puissance de 10% en éolien, soit 4000 MW.

Pour une période à faible charge, les auteurs précisaient qu'il était possible d'arrêter, lorsque requis, soit la production éolienne, soit de la production hydraulique non nécessaire à la sécurité et à la fiabilité du réseau. L'impact était donc plus économique, que technique. Ajoutons ici un autre élément de marché qui est apparu depuis 2005 : la période de faible pointe au Québec peut correspondre à une période de faible pointe pour nos clients des réseaux voisins. Or ces réseaux n'ont pas la même flexibilité d'arrêt de leur grosse centrale thermique. Il est alors avantageux pour Hydro-Québec d'acheter de l'énergie à très bon marché. Le contexte peut donc être désavantageux pour l'éolien, puisque c'est l'option la plus facile à arrêter. Mais encore une fois, il faut faire attention de généraliser à partir de cas particuliers. D'un point de vue économique, il sera parfois avantageux de ne pas faire fonctionner une partie du parc d'éoliennes. Mais pour connaître l'intérêt économique de l'éolien par rapport aux autres options, il faut faire la simulation complète sur une plus longue période.

Un autre point très limitatif dans l'étude RSW était l'impact régional (point 2). Dans le réseau de 2004, on assumait que le potentiel total d'intégration de toutes les régions hors de la zone de Montréal ne pouvait dépasser 2000 MW. Autrement dit pour atteindre 4000 MW, il fallait développer 2000 MW dans la région de Montréal. On connaît la suite : selon les appels d'offres actuels et si on considère que les projets communautaires seront hors de Montréal, les 4000 MW prévus pour 2015 seront en majorité en dehors de la zone de Montréal.

Voilà un des dangers de se limiter à l'analyse d'un réseau fixe, sans modification aucune des caractéristiques du système. Les conclusions de l'étude de RSW correspondaient donc à une

limite inférieure de l'intégration possible de l'éolien sur le réseau.

D'ailleurs les auteurs du rapport ont pris soin d'être prudents. En sommaire, on peut lire : « Des taux de pénétration supérieurs demanderaient en toute probabilité des aménagements au réseau et une modification des politiques d'exploitation dont le coût irait croissant avec le taux de d'intégration ». Dans le chapitre synthèse de la fin, on dit encore : « La limite globale d'intégration de parcs éoliens devrait être considérée comme une limite économique... ». Pour ce qui est de l'impact sur l'utilisation de la réserve de production, on dit : « À ce stade, on peut estimer que ce niveau pourrait se situer entre 10 et 20% de la puissance installée ».

Ces dernières affirmations sont importantes pour la suite de la discussion et sont en parfait accord avec celles des études faites par l'INRS et l'IREQ⁹ : les travaux basés sur une conception de réseau dont la gestion offre-demande est serrée, montraient déjà que le passage de 4000 MW à 8000 MW était envisageable.

Constat no 8

8. Les recommandations de l'INRS et de RSW sont en accord sur plusieurs points : une capacité de 10% d'éolien a été recommandée. Il s'agissait d'une recommandation prudente qui visait à démarrer l'industrie éolienne au Québec. Compte tenu du contexte, où l'éolien au Québec n'était pas considéré comme une énergie alternative d'envergure, cette recommandation de 4000 MW d'éolien faisait figure de révolutionnaire. Ajoutons finalement, que les deux études ne limitaient pas l'éolien à 10% de la capacité du réseau pour l'après 2015.

⁹ Voir notamment Stéphane Krau et collaborateurs, Filière éolienne dans le réseau d'Hydro-Québec (juillet 2005).

5. CONTRIBUTION DE L'ÉOLIEN (PÉRIODE 2015-2025)

5.1 États des lieux en 2009 : travaux Hydro-Québec

Tel que souligné dans les sections précédentes, la situation a changé significativement depuis quatre ans. L'épisode de la politique « thermique » d'Hydro-Québec a été remplacé par un virage en faveur de l'éolien. Le contexte de pénurie d'eau dans les réservoirs a changé pour une hydraulité en haut de la moyenne. Pour le moyen terme, Hydro-Québec s'attend également à des surplus importants d'énergie, ce qui n'était pas le cas en 2004-2005. Finalement la Stratégie énergétique émise par le gouvernement en 2006 est un virage historique en faveur de l'exportation de l'électricité du Québec.

Il faut rappeler que les conclusions de l'INRS et de la firme RSW en début 2005 correspondaient à des conditions de gestion serrée de l'offre-demande. Jusqu'à un certain point, ces résultats peuvent être considérés comme conservateurs si on considère que le contexte pour l'après 2015 laisse une large place à l'exportation.

Depuis la commission parlementaire de 2005, il faut signaler que l'éolien a été apprivoisé et que plusieurs travaux ont permis de mieux comprendre les impacts de la production éolienne sur la gestion de réseau. Ainsi en octobre 2009, Hydro-Québec déposait à la Régie de l'énergie plusieurs études, dont les suivantes :

- Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution (Hydro-Québec Distribution, octobre 2009);
- Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne (IREQ, octobre 2009);
- Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production (suivi de la charge) (Hydro-Québec Distribution, octobre 2009);
- Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence (IREQ, octobre 2009).

Il est important de souligner également qu'Hydro-Québec a imposé des normes sévères pour les nouvelles turbines éoliennes faisant partie des appels d'offres.

5.1.1 Contribution en puissance de l'éolien

À cause de sa variabilité, l'énergie éolienne ne correspond à aucune des classes de demande : base, moyenne pointe, fine pointe. Bien qu'en moyenne, l'énergie éolienne soit corrélée à la demande d'électricité plus forte l'hiver, il existe toujours une probabilité que cette énergie ne soit pas disponible dans les moments les plus critiques de la pointe par exemple. À l'inverse, une trop forte puissance lors des faibles charges en été peut causer des problèmes de gestion des ressources.

Pour connaître la contribution en puissance de l'éolien, Hydro-Québec a donc fait une étude qui vise notamment à déterminer une valeur à intégrer dans les exercices d'évaluation de la fiabilité en puissance de la zone de réglage du Québec. La principale conclusion est la suivante :

- En considérant l'ensemble des résultats obtenus ainsi que les forces et faiblesses propres à chacune des approches de calcul, la contribution en puissance de l'éolien au Québec serait actuellement de l'ordre de 30% de la puissance installée des parcs éoliens.

Cette information de contribution en puissance est intéressante, mais elle n'est pas déterminante pour la suite de la discussion. Comme on l'a expliqué plus tôt, l'énergie éolienne est une demande inversée. Lorsque l'éolien contribue en puissance, il efface une partie de la demande. On obtient donc une nouvelle courbe de charge. En conséquence, le vrai problème se reporte au service de la planification :

- Avec quelle précision, la prévision de la production éolienne peut-elle être effectuée? Le résultat implique donc une évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne;
- Pour répondre à cette charge modifiée, quelle est la flexibilité du système pour y répondre?

À noter ici que les modèles de planification moyen terme, tels qu'utilisés par l'INRS, analysent ce problème sous forme des flux d'énergie par filière de production.

Par ailleurs, il faut noter également que dans les modèles en temps réel, la contribution en puissance n'est pas un paramètre utilisé comme tel. On utilise plutôt un modèle tendanciel de la puissance éolienne attendue, basé sur des observations très court terme, le cas échéant corrigées par des patterns historiques et des prévisions météorologiques.

5.1.2 Évaluation de la provision pour aléas

L'approvisionnement en électricité des clients requiert à tout instant une production pouvant satisfaire les besoins et nécessite également le maintien de réserves pour faire face aux aléas. Pour ce faire, Hydro-Québec élabore quotidiennement des programmes de production pour divers horizons, du temps réel, en passant par la production horaire, quotidienne, hebdomadaire, etc.

Comme intrants principaux, on retrouve la prévision de demande du Québec, les transactions avec les réseaux voisins et une prévision des disponibilités des équipements de production et de transport. Dans un tel contexte, l'intégration de l'éolien est une source d'incertitude supplémentaire qui s'ajoute à la planification des autres aléas. La mise en disponibilité de réserve supplémentaire pour aléas sera donc fonction de deux

facteurs principaux : a) la qualité des modèles de prévision, b) l'horizon considéré : exemple, dans l'heure qui vient la précision est plus grande que pour la journée suivante. L'étude discutée ici a considéré trois horizons : le lendemain, le jour même, la période de 1 à 6 heures.

Il faut noter que la provision pour aléas se situe plutôt dans l'analyse de risque financier de mal prévoir la production éolienne. Car dans la pratique, les horizons considérés ici sont suffisamment longs pour assurer la sécurité du réseau.

Les premières conclusions d'Hydro-Québec sur ce sujet sont les suivantes :

- Comme attendu, le risque additionnel induit par l'éolien varie inversement avec le temps d'éloignement;
- Les provisions pour aléas additionnels sont moins élevées en hiver qu'en été; bonne nouvelle donc pour ceux qui s'inquiètent de la gestion de pointe;
- Les niveaux de provisions additionnelles requis ne sont pas très importants compte tenu des provisions nominales liées aux autres facteurs de risque.

Selon les horizons, pour une capacité de 3000 MW d'éolien, il est requis d'augmenter les réserves par les quantités suivantes pour maintenir le taux de risque au même niveau qu'en l'absence d'éoliennes (données pour les mois d'hiver) :

- Augmentation de 34 MW pour l'horizon du lendemain,
- Augmentation de 26 MW pour l'horizon du jour même 7-24 heures,
- Augmentation de 22 MW pour l'horizon du jour même 1-6 heures.

Pour la période la plus critique, soit de 1 à 6 heures, ces conclusions sont déjà très rassurantes. Par ailleurs, il faut savoir que la prévision de la puissance éolienne est fonction des modèles météorologiques et de l'apprentissage historique de la production d'un parc en particulier. Or ces modèles s'améliorent sans cesse. En outre, plus le nombre de parcs sera grand et bien distribué sur le territoire, plus la prévision sera juste. Bref, pour un habitué de la prévision, la prévision de la puissance éolienne pour les heures qui viennent n'est pas plus difficile que pour la prévision de demande. On peut même affirmer que les aléas de demande sont plus difficiles à cerner que ceux de l'éolien, tout simplement parce qu'il faut prendre en compte le comportement humain dans le dernier cas.

Encore une fois, il faut noter ici que ces analyses de risques sont plutôt financières et qu'elles affectent peu le temps réel dans un réseau comme celui d'Hydro-Québec.

5.1.3 Impact sur le service de réglage de la production

Les appels d'offres pour l'éolien sont gérés par Hydro-Québec Distribution (HQD). L'entrée en service de tous les parcs éoliens prévus au plan d'approvisionnement du Distributeur pourra affecter la prestation de services complémentaires actuellement fournie par Hydro-

Québec Production (HQP). HQD a donc estimé les services complémentaires requis en tenant compte du contexte qui prévaudra en 2016, pour un bloc de 3000 MW d'énergie éolienne en production.

Selon l'entente avec HQP, il est suggéré qu'une quantité de 82 MW soit ajoutée au service de réglage de la production.

Visiblement, ce n'est pas la contrainte la plus importante.

5.1.4 Service de régulation de la fréquence

Des études sont également en cours à l'IREQ pour évaluer l'impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence. Un rapport préliminaire a été déposé en octobre 2009. Mais des résultats plus précis sont attendus pour le printemps 2010 lorsque des modèles plus avancés seront disponibles.

Cette étude complémentaire à celles discutées dans cette section vise aussi à évaluer les ressources additionnelles requises afin d'assurer le maintien de fréquence si 3000 MW d'énergie éolienne est ajoutée au réseau. Les auteurs rappellent que le réseau d'Hydro-Québec est synchrone et isolé électriquement des réseaux voisins. Tout déséquilibre temporaire production-consommation se reflète dans la fréquence et non dans les puissances transitant sur les interconnexions.

Pour situer cette étude, rappelons que celle de RSW en avait fait sa principale contrainte.

Les performances des réseaux à l'égard du maintien de la fréquence sont supervisées par le « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC) qui impose des critères sévères de contrôle. Le Québec constitue l'une des zones de réglage définie par le NPCC. Dans cette zone, c'est la direction Contrôle des mouvements d'énergie de Transénergie qui est responsable d'équilibrer la production et la charge. Les simulations ont été effectuées pour un suivi intra-horaire selon deux cas : a) programme parfait, i.e. sans erreurs de prévision, b) selon des erreurs de prévision sur une série chronologique horaire des vents.

Les chercheurs ont utilisé deux méthodes de calcul. Les résultats montrent des écarts importants selon les approches et selon la précision envisagée des prévisions de vents. Ces résultats doivent donc être examinés avec circonspection. Dans le meilleur des cas, la réserve additionnelle moyenne requise pour une capacité de 3000 MW en éolien est de l'ordre 216 MW, alors que le pire des cas suggère une réserve additionnelle de 672 MW.

D'un point de vue méthodologique, ce rapport préliminaire occasionne un biais pour la prévision éolienne par rapport à celle de la demande (voir figure 3 du rapport). On utilise en effet un horizon horaire pour les vents et un horizon de minutes pour la demande. Ce biais cause donc une surestimation de la limite supérieure de la réserve. Après discussion avec un expert, on s'attend à ce que cette limite supérieure soit baissée en bas de 400 MW.

Le dossier n'est donc pas clos. Il faudra attendre des résultats plus précis pour avoir une meilleure idée de la situation. On peut penser aussi qu'au fur et à mesure que les nouveaux parcs éoliens entreront en production et que de nouvelles études deviendront disponibles, les analyses donneront une idée plus précise des impacts réels de l'éolien sur des aspects comme la régulation de la fréquence.

5.2 Réserve en puissance requise: quoi retenir?

Les diverses études que nous venons de citer analysent sous des angles différents le besoin de ressources supplémentaires résultant de l'ajout d'un bloc éolien de 3000 MW sur le réseau d'Hydro-Québec. Comme on a pu le voir, ces analyses de risque ne concernent pas les mêmes horizons. Pour les heures qui viennent par exemple, les réserves en puissance pour aléas restent faibles en comparaison des réserves pour le maintien de la fréquence en temps réel. Les quatre études discutées dans cette section ne se recoupent pas vraiment si on considère des horizons différents.

En se basant sur les propositions de chaque étude, la contrainte « dure » du système reste la réserve en puissance pour le très court terme. Or l'étude de l'IREQ donne une grande dispersion de valeurs selon que la prévision de la puissance éolienne soit parfaite ou pas, et selon la méthode retenue.

Mais alors quelle valeur retenir pour assurer une fiabilité en puissance à l'horizon 2016, lorsque les 4000 MW seront intégrés?

La réponse est donnée dans le Plan Stratégique d'Hydro-Québec de 2009.

- **En vertu du service d'équilibrage offert par HQP à HQD, cette dernière comble la variabilité des approvisionnements éoliens et garantit une puissance complémentaire équivalant à 35% de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation (ce qui correspond au facteur d'utilisation attendu de l'ensemble des parcs). La puissance complémentaire fournie par HQP à chaque heure est ainsi égale à l'écart entre la production éolienne de cette heure d'une part et une valeur égale à 35% de la puissance contractuelle des parcs d'autre part (la puissance complémentaire est nulle quand la production éolienne excède ou égale la valeur de 35%).**
- **Pour garantir cette puissance complémentaire quand tous les parcs seront en exploitation (3500 MW) en 2014, HQP prévoit utiliser 500 MW, ce qui correspond à environ 14% de la puissance sous contrat¹⁰.**

Si on utilise le même ratio, pour raffermir la production des parcs éoliens de 8000 MW, il

¹⁰ Voir les bilans d'énergie et de puissance d'Hydro-Québec Production, page 18 du Plan stratégique 2009-2013.

faudra utiliser 1140 MW de puissance. Or dans la situation de surplus que connaît le Québec, cette quantité de puissance ne requiert aucune nouvelle installation.

En fait, ce chiffre de réserve en puissance selon la capacité éolienne installée peut se comparer à celui de la réserve requise pour respecter les aléas de demande dans le très court terme. Dans le cas de la demande, le Distributeur s'assure de disposer d'une réserve en puissance suffisante pour respecter le critère de fiabilité du « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC), lequel exige que l'espérance de délestage n'excède pas 0,1 jour par année. Ainsi pour un horizon de plus de 3 ans, le Plan Stratégique de 2009 utilise un taux de réserve de 11,2%. Pour des besoins à la pointe visés par le plan en 2016-2017, soit 39 282 MW, la réserve requise est de 4 407 MW.

Pour l'éolien on a donc utilisé un taux de réserve supérieur à celui de la demande, soit 14% au lieu de 11,2%. Rappelons que RSW avait retenu un facteur de 11% pour établir sa recommandation en 2005. Par contre, ce chiffre retenu par Hydro-Québec peut comprendre un coût supplémentaire du à l'équilibrage de l'éolien.

En tout état de cause et avec le temps, ce chiffre devrait être révisé à la baisse compte tenu que les aléas de prévision pour l'éolien n'ont pas de raison d'être moins fiables que ceux de demande. Ce chiffre devrait également être revu si l'éolien se fait dans un contexte de surplus assigné à l'exportation. Finalement, dans une analyse de long terme, Hydro-Québec a avantage à améliorer ses modèles de prévision pour les apports des centrales éoliennes, l'objectif légitime étant de ne pas geler de façon inutile des capacités de production qui pourraient autrement servir à l'exportation.

Un taux de réserve de 14% pour l'éolien apparaît donc comme une limite supérieure qui sera vraisemblablement améliorée avec le temps.

Mais pour la démonstration, retenons le chiffre du taux de réserve du Plan 2009, soit 14%. En pratique, cette hypothèse implique que l'ajout de 8 000 MW d'éolien requiert une capacité de réserve supplémentaire de l'ordre de 1140 MW.

5.3 Faisabilité technique de 8000 MW d'éolien additionnel

Pour fin de démonstration, nous avons construit un scénario alternatif au scénario de référence tel que présenté dans la première section.

Les hypothèses générales que nous retenons pour cette comparaison sont les suivantes :

- Les besoins électriques à fournir par Hydro-Québec correspondent au Plan Stratégique 2009 pour l'horizon 2017 et à une extrapolation basée sur l'historique pour l'horizon 2025. Il s'agit d'un scénario tendanciel, sans politique spéciale d'électrification (voir graphiques 1 et 2 pour les détails).
- L'objectif pour le Québec est d'ajouter 8000 MW d'éolien à raison de 800

MW par an à partir de 2016; en 2025, la capacité éolienne totale serait de 12 000 MW.

- Du côté hydraulique, le projet La Romaine (1 550 MW) serait complété. Les projets supplémentaires de 3000 MW d'hydroélectricité prévus dans la Stratégie énergétique de 2006 seraient réalisés après 2025 selon l'évolution des besoins. Ceci constitue un scénario « du pire » pour l'éolien puisqu'il y a moins de capacité hydroélectrique pour équilibrer la puissance éolienne en service.
- Après 2017, les seules facilités nouvelles lancées par Hydro-Québec correspondent à des appels d'offres pour l'éolien. Dans la pratique, cela implique que ce nouvel éolien sert à la fois le marché du Québec et celui de l'exportation.
- Le taux de réserve est de 14%, le facteur d'utilisation (FU) de l'éolien est fixé à 35%. Ce FU qui peut paraître optimiste table sur les faits que les technologies pour l'après 2015 seront plus performantes et que les parcs seront en partie installés dans des régions où les vents sont de bonne qualité. On assume également que les éoliennes du futur ne seront pas handicapées par les très basses températures.

Le tableau 1 présente le scénario de référence pour les besoins à combler en énergie. Le tableau 2 présente le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec pour les besoins du Québec, ainsi que les surplus de production anticipés pour l'exportation ou pour de nouveaux marchés. Le tableau 3 décrit l'impact de développer 8000 MW supplémentaire d'éolien pour 2025.

Les principaux résultats de telles hypothèses pour l'horizon 2025 sont :

- L'éolien représenterait 13,5% de l'énergie produite par Hydro-Québec (tableau 3). En terme de capacité totale du système Hydro-Québec, l'éolien représenterait environ 20% du total (tableau 4)
- Dans le scénario de référence (hydro sans éolien après 2015), la marge de manœuvre est de l'ordre de 44 TWh.
- La marge de manœuvre d'Hydro-Québec pour l'exportation serait de l'ordre de 52 TWh avec un scénario éolien, où HQD comble ses besoins additionnels avec de l'éolien.
- Dans un scénario éolien, la marge de manœuvre en hydraulique serait de l'ordre de 28 TWh; c'est donc amplement suffisant pour couvrir la réserve en puissance exigée par le NPCC.

Reste la faisabilité technique. En fait, la question ne se pose pas si les mesures nécessaires sont prises pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. Déjà, avec les nouveaux ajouts de capacité hydraulique comme La Romaine, Hydro-Québec a suffisamment de surplus pour couvrir le taux de réserve de 14,0%, soit 1 140 MW. On sait également que cette nouvelle énergie éolienne s'ajoute aux surplus existants. Le problème est donc reporté en grande partie à la manière de gérer ses surplus.

Pour ce qui est de la planification moyen terme et de la gestion des facilités du réseau comme les réservoirs, que signifie l'ajout de 8 000 MW d'éolien? Bien que le contexte est différent, nos simulations d'avant 2005 sont toujours valables. Bien sûr il faudrait faire des simulations avec les nouvelles caractéristiques du système. Mais le contexte est plus favorable pour les questions qui nous étaient apparues critiques à l'époque :

- a) Même sans considérer le nouvel éolien, la charge est satisfaite par les capacités prévues d'Hydro-Québec qui incluent La Romaine. En ajoutant de l'éolien, on modifie la courbe de charge puisque l'éolien est une demande inversée. Heure par heure, la demande est donc plus petite ou égale à celle qui prévalait dans le scénario sans éolien. Dans les deux cas de figure, on a donc les ressources nécessaires pour satisfaire la demande.
- b) Il est possible que la puissance fournie par les éoliennes additionnée aux « must run » soit supérieure à la demande interne et externe. Le problème d'arrêter une partie du parc éolien devient alors économique, et non technique.
- c) Pour les déversements, il faudrait refaire les simulations considérant les ajouts de surcapacité dans certains réservoirs, comme le détournement de la Rupert; mais intuitivement, ce n'est pas un problème si les parcs sont bien répartis sur le territoire et si les flux d'énergie sont optimisés en conséquence.
- d) Pour les capacités de transport, il faudrait également examiner les flux d'énergie en fonction de la localisation des parcs. Encore là, ce problème n'est pas plus grand que celui d'ajout de nouvelles capacités hydrauliques avec retenue ou comme un détournement de rivière par exemple. La question d'ajouter ou non des capacités de transport se pose, quelque soit la filière. Mais dans un contexte d'exportation, l'éolien présente un avantage d'être complémentaire à l'hydraulique, pour ce qui est des apports d'abord, puis en terme d'opportunité de marché vert ensuite.

En conclusion, il apparaît donc possible d'intégrer au réseau du Québec une capacité éolienne additionnelle de 8000 MW sans compromettre la sécurité du réseau. En effet, à la lumière de l'expérience rapportée par Hydro-Québec Distribution et des études réalisées à la suite de la mise en service des premiers parcs éoliens de l'appel d'offres de 1000 MW ainsi que des analyses réalisées dans le cadre du présent document, il ne ressort aucun élément qui serait de nature à empêcher la poursuite du développement éolien au-delà des 4000 MW

déjà sous contrat ou qui serait de nature à mettre en péril la sécurité du réseau le cas échéant. De plus, les études déposées par Hydro-Québec Distribution à la Régie de l'énergie ne laissent présager aucun impact démesuré sur les ressources requises par Hydro-Québec Production pour assurer l'équilibrage de la production éolienne.

L'ajout d'une telle capacité de production devra certainement s'accompagner d'investissements en transport et en renforcement du réseau comme c'est le cas pour tout ajout important de nouvelle capacité de production sur le réseau. De plus, il sera nécessaire d'identifier de nouveaux marchés pour écouler les surplus d'énergie, ce qui fait déjà partie de la stratégie énergétique du Gouvernement du Québec.

En résumé, la diversification du portefeuille de production d'électricité en faveur d'une part accrue de l'éolien apparaît dès à présent comme une option éminemment réalisable.

Tableau 1 Besoins du Québec en TWh (2017 – 2025)

Demande (TWh)	2017	2025
Besoins visés (HQD)	200,5	207,6
Consommation	186,5	193,6
Perte de transport et distribution	14	14
Ententes HQP (Québec)	2,1	2,1
Demande totale Hydro-Québec	202,6	209,7
Engagement (TWh)		
Engagement HQP	183,5	183,5
Patrimoniales	178,9	178,9
Autre	4,6	4,6
Engagement HQD	19,1	26,2

Tableau 2 Plan d’approvisionnement (référence en TWh)

Offre (TWh)	2017	2025
Capacité HQP		
Hydro avec La Romaine	171,4	178,7
Churchill	34,1	34,1
Autre (Nucléaire + thermique)	5,9	5,9
Petit Mécatina et équivalent	0	16
Total	211,4	234,7
Capacité HQD		
Éolien	11	11
Autre	8,1	8,1
Total	19,1	19,1
Capacité Hydro-Québec	230,5	253,8

Note : Référence selon le Plan Stratégique (2009) et la Stratégie énergétique (2006)

Tableau 3 Marge de manoeuvre (TWh)**(Scénario de référence versus scénario 8000 MW d'éolien)**

	2017	2025
Scénario de référence		
Besoin Hydro-Québec	202,6	209,7
Capacité Hydro-Québec	230,5	253,8
Marge de manoeuvre (référence)	27,9	44,1
Scénario 8000 MW éolien		
Éolien additionnel	0	24,5
Capacité HQP avec La Romaine	211,4	218,7
Capacité HQD niveau 2017	19,1	19,1
Capacité Hydro-Québec	230,5	262,3
Marge de manoeuvre	27,9	52,6

Tableau 4 Capacité de Production Hydro-Québec (MW)

Référence	2017	2025
Besoins Québec (1)	43633	45162
Surplus	5308	8390
Total Hydro-Québec	48941	53552
Scénario éolien		
Ajout éolien		8000
Hydro (2)		5390
Total Hydro-Québec		58552

1.- Besoin en puissance maximum avec réserve pour la demande, comprend des mesures de gestion de demande.

2.- L'équivalent de 3,000 MW est reporté après 2025

6. RÉFÉRENCES

Association canadienne de l'énergie éolienne (CANWEA), 2025 *La force du vent, La puissance de demain*, www.canwea.ca

Références avant 2009

La Stratégie énergétique du gouvernement du Québec juin 2006, www.mrnf.gouv.qc.ca.

Gouvernement du Québec, MRNF, *Évaluation de la capacité d'intégration du réseau intégré d'Hydro-Québec au regard de l'ajout de parcs de production d'électricité à partir d'énergie éolienne*, Rapport RSW, juin 2005, www.mrnf.gouv.qc.ca,

Stéphane Krau et collaborateurs, B. Saulnier, L. Lafond, A. Forcione, *Filière éolienne dans le réseau d'Hydro-Québec, valeur en énergie*, Rapport de recherche, Version juillet 2005, IREQ.

G. Lafrance, *Contribution des énergies renouvelables et des technologiques émergentes, rapport d'expert à la commission parlementaire sur la sécurité et l'avenir énergétique du Québec de 2005*, www.mrnf.gouv.qc.ca ou www.emt.inrs.ca, page professeur, Gaëtan Lafrance.

G. Lafrance, L. Lafond, C. Jacques, *Reservoir management with wind energy: the modelling approach* (chapitre de livre) *Decision and Control in Management Science*, Klumer Academic Publishers, ISBN 0-7923-7937-3, 2002.

G. Lafrance, S. Krau, B. Saulnier (IREQ) and all, *Assessment of the impact of wind power penetration on the Vermont electricity grid A contribution to DOE DE-PS01-00EE10722 "Wind and Biomass Integration Scenarios in Vermont" under management of Princeton Energy Resources International (PERI), Vermont, December 2002.*

Références 2009

Hydro-Québec, le Plan Stratégique 2009-2017, octobre 2009, www.hydro-ca.

Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec distribution (Hydro-Québec Distribution, octobre 2009), www.regie-energie.qc.ca.

Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne (Innovation stratégique, octobre 2009), www.regie-energie.qc.ca.

Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production (suivit de charge) (Hydro-Québec Distribution, octobre 2009), www.regie-energie.qc.ca.

Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence (IREQ, octobre 2009), www.regie-energie.qc.ca.

Autres références

Bernard Saulnier et Réal Reid, *L'éolien : au cœur de l'incontournable révolution énergétique*, Avril 2009, www.multim.com

Remerciements

L'auteur tient à remercier l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne pour la confiance accordée pour monter ce dossier. En particulier, il remercie Jean-François Nolet et Gilles Côté pour la révision critique et professionnel du texte. Finalement, l'auteur remercie plusieurs chercheurs de l'IREQ qui ont bien voulu répondre à ses questions.