
R-3742-2010

DEMANDE RELATIVE AU PROJET D'INTÉGRATION DES
PARCS ÉOLIENS DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2005-03 AU
RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

MÉMOIRE DE L'UMQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

26 novembre 2010

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| <u>1. Mise en situation</u> | 3 |
| <u>2. Renforcement du réseau de transport principal</u> | 7 |
| 2.1. <i>Combien de puissance installée totale à transporter ?</i> | 7 |
| 2.2. <i>Analyse théorique</i> | 8 |
| 2.3. <i>Analyse historique numérique</i> | 9 |
| 2.4. <i>Méthodes de simulation utilisées pour optimiser la planification de l'expansion des réseaux de transport</i> | 13 |
| 2.5. <i>Position de l'UMQ</i> | 17 |
| <u>3. Renforcement du réseau régional Matapédia</u> | 18 |
| <u>4. Raccordements des 14 parcs éoliens au réseau de transport</u> | 19 |
| <u>5. Coûts associés au Projet</u> | 21 |
| <u>6. Conclusion de l'UMQ</u> | 22 |
| <u>Annexe : Curriculum vitae de Marcel-Paul Raymond</u> | 24 |

1. Mise en situation

Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'Énergie (la « Régie ») afin de construire des immeubles et les actifs requis pour l'intégration d'éoliennes au réseau de transport d'Hydro-Québec (le « Projet ») et ce, afin de répondre à la demande de raccordement de 14 parcs éoliens, pour une puissance installée totale de 1936,5 MW, formulée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») le 6 juin 2008.

La demande de raccordement du Distributeur fait suite à un appel d'offres (A/O 2005-03) que ce dernier a lancé le 31 octobre 2005 visant l'achat d'énergie éolienne devant être produite au Québec conformément au *décret numéro 926-2005* adopté par le gouvernement du Québec le 12 octobre 2005.

Le Projet comprend à la fois les travaux liés au raccordement des parcs éoliens au réseau de transport et les travaux de renforcement de ce réseau qui sont requis pour assurer l'intégration de la production éolienne.

Le coût des travaux associés au Projet s'élève à 1 466,3 M\$ réparti comme suit :

- 558,3 M\$ pour le remboursement des postes de départ des producteurs privés;
- 44,3 M\$ pour des installations de télécommunication sur le réseau;
- 379,7 M\$ pour le raccordement des 14 parcs éoliens au réseau de transport;
- 90,2 M\$ pour le renforcement du réseau régional Matapédia;
- 393,3 M\$ pour le renforcement du réseau de transport principal ;

- 0,5 M\$ pour les essais de validation des technologies ENERCON et RePower.

Comme préoccupation principale, l'UMQ veut s'assurer que l'intégration des parcs éoliens découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03 se fasse de façon optimale en considérant la prestation de service requise par le Distributeur et les coûts de transport des scénarios possibles, mais le tout en tenant compte des caractéristiques intrinsèques de la production éolienne à intégrer et des autres caractéristiques du système d'Hydro-Québec dans lequel elle sera intégrée.

Notamment, l'UMQ veut s'assurer que les investissements prévus pour le renforcement du réseau de transport principal sont optimaux compte tenu du caractère intermittent de la production éolienne et de sa répartition géographique; il est à noter que ces facteurs devraient prendre plus d'importance suite à la mise en service des 14 parcs éoliens de ce Projet qui porteraient à plus de 3000 MW la puissance éolienne installée et reliée au réseau de transport d'Hydro-Québec. Selon le même principe mais dans une moindre mesure, l'UMQ veut aussi s'assurer que les investissements pour le renforcement du réseau régional Matapédia sont optimaux.

D'ailleurs, les préoccupations de l'UMQ, face à des surinvestissements possibles pour des situations peu probables, rejoignent celles que la Régie a exprimées dans un cas précis lors de l'intégration des éoliennes découlant de l'appel d'offres A/O 2003-02 :

« La Régie est toutefois d'avis qu'une application strictement littérale des critères avancés par le Transporteur, dans le cas de la ligne 1602, pourrait conduire à des surinvestissements. Faire l'hypothèse que plusieurs parcs distants de plusieurs centaines de kilomètres dans l'axe nord produisent ensemble à leur capacité nominale, alors que d'autres dans l'axe sud ne produisent pas, est

déjà le résultat d'un concours de circonstances. Selon la preuve, il faut qu'une telle éventualité se produise alors que la température ambiante en Gaspésie s'élève à 30 °C. Il faut, de plus, que la vitesse du vent soit très faible sur le conducteur pour que sa température dépasse la consigne. Enfin, le tout doit être conjugué avec la perte d'un circuit à 230 kV entre Rimouski et Goémon ou la perte de la charge de Tembec. Cela vient relativiser encore plus la possibilité concrète qu'un tel événement se produise.

Par ailleurs, elle constate aussi que même si toutes ces conditions énoncées plus haut se produisaient et que le dégagement du conducteur au milieu de certaines portées ne respectait plus la norme CSA C22.3 no1, le Transporteur disposerait d'un délai dans cette situation pour agir et au besoin réduire la production de certains parcs.

Enfin, selon la Régie, l'expert de l'AIEQ n'a pas étayé de façon probante son affirmation à l'effet que les conditions d'exploitation pouvant justifier le rehaussement étaient tout à fait possibles. Il admet, à cet égard, ne pas disposer de données sur les conditions de vent ni sur les probabilités d'occurrence des conditions extrêmes entre le nord et le sud de la péninsule gaspésienne. Bien qu'il soit normal que le Transporteur applique une approche dite « parapluie » pour la conception de son réseau de transport, la Régie considère que, lorsque les particularités d'un projet le justifient, le Transporteur doit réaliser les analyses et investigations nécessaires et justifier au besoin ses hypothèses. La Régie estime que le Transporteur n'a pas fait la démonstration, au présent dossier, de la nécessité de l'investissement aux fins de respecter ses critères de conception et d'assurer la fiabilité de son réseau

selon les standards usuels. Elle refuse la proposition de rehaussement thermique du circuit 1602, dont la valeur s'élève à 6,3 M\$. » (Nos soulignés)

La préoccupation de l'UMQ touche aussi le timing du raccordement de chacun des 14 parcs éoliens étant donné les incertitudes dans la mise en place de tels parcs.

Enfin, l'UMQ veut s'assurer que les coûts du Projet seront les plus bas possibles une fois que le scénario optimal aura été identifié.

Cette mise en situation présente, sans être limitative, les sujets qui feront l'objet d'examen de l'UMQ.

2. Renforcement du réseau de transport principal

Outre le besoin de raccordement des parcs éoliens, le Transporteur doit également ajouter au réseau les équipements requis pour assurer un comportement stable du réseau principal en vue de l'intégration de la production de l'ensemble des parcs éoliens visés par le Projet. Pour un investissement prévu de 393,3 M\$, le Transporteur compte renforcer son réseau de transport pour être en mesure de transporter simultanément la totalité de la puissance installée de 1936,5 MW des 14 parcs éoliens visés par le Projet, en sus, évidemment, de la totalité de la puissance installée des autres parcs éoliens existants et projetés. Ceci porterait à plus de 3000 MW la puissance totale éolienne que le réseau de transport principal permettrait de transporter simultanément.

Or, l'UMQ se demande si un besoin de renforcement optimal du réseau de transport principal doit couvrir la totalité de la puissance installée éolienne ou seulement un pourcentage de celle-ci et elle analyse la question dans les prochaines sous-sections.

2.1. Combien de puissance installée totale à transporter ?

Puisque le crédit de puissance en pointe de la production éolienne a été établi à 30%, on pourrait penser que c'est cette proportion que le réseau principal devrait transporter. Or, la valeur en pointe est obtenue par la combinaison de tous les cas de production de toutes les éoliennes du parc tenant notamment compte des caractéristiques du vent et des taux de pannes des équipements, certains cas affichant notamment des productions totales nulles et d'autres, plus extrêmes, affichant une production maximale de toutes les parcs. L'obtention du 30% suppose donc une disponibilité totale du réseau de transport dans tous les cas, sinon le 30% serait considérablement plus bas si on se limitait à ne transporter que 30% de la puissance installée totale en tout temps. La notion de crédit de

puissance en pointe et la notion de puissance à transporter sont deux notions différentes comme le souligne d'ailleurs le Transporteur.

Toutefois, la garantie ou la fiabilité de pouvoir transporter tous les cas extrêmes possibles comporte un prix qui peut devenir prohibitif au-delà d'un certain seuil de protection optimal, surtout s'il existe des alternatives moins coûteuses pour rendre le même service. Ainsi, l'UMQ est d'avis que le chiffre optimal est moins de 100%, surtout avec la pénétration prévue et la diversité géographique résultant de l'ajout des 14 parcs actuels. En effet, il peut être avantageux pour le Transporteur, et même le Distributeur, en toute connaissance de cause, de se priver de s'équiper pour transporter certains cas extrêmes plus rares étant donné qu'il peut arriver, pour les derniers MW de production éolienne, que le coût marginal de les transporter soit supérieur au coût marginal de s'en priver lors des rares fois où ils se manifesteraient (en termes de coûts d'approvisionnement différents et des coûts liés au plafonnement de la production éolienne de certains parcs). Seule une approche économique peut permettre de déterminer le pourcentage optimal comme nous le verrons plus bas.

2.2. Analyse théorique

Traditionnellement, le Transporteur a principalement intégré des centrales hydroélectriques dont la production maximale d'équipement était très souvent atteinte étant donné les caractéristiques intrinsèques de telles centrales et des réservoirs qui les alimentent.

Pour fins de discussion, si on prend un exemple de 10 groupes turbines-alternateurs totalisant 3000 MW dans une ou plusieurs centrales hydroélectriques qui présentent chacun un facteur de présence aléatoire de 97%, on peut démontrer statistiquement que pour près de 74% du temps, les 10 groupes et les 3000 MW pourront être disponibles et pourront être transportés. Il

est alors justifié pour un transporteur de s'équiper pour transporter toute cette puissance maximale.

Toujours pour fins de discussion, si on considère maintenant un ensemble composé de 20 parcs éoliens statistiquement indépendants répartis sur un territoire et totalisant 3000 MW avec, pour chacun, un facteur de présence optimiste de 40% et sans même considérer la variation qui ne manquera pas de survenir à l'intérieur de chaque parc, la probabilité de pouvoir compter sur la totalité de cette production est d'environ 1 jour sur 250 000 ans, rendant évidemment non économique de s'équiper pour la puissance maximale comme on le ferait pour des groupes hydroélectriques, par exemple.

Donc, on pourrait s'équiper pour un tel événement extrêmement rare mais ça coûterait cher, sans doute beaucoup plus cher que le gain en fiabilité qu'il apporterait. Il y a donc un point optimal où l'investissement égale le gain en fiabilité pour le Distributeur.

Mais comme la réalité est différente de la théorie, notamment au niveau de l'indépendance entre les parcs, on doit recourir à des méthodes plus complexes pour déterminer la solution optimale, comme on le verra plus loin.

2.3. Analyse historique numérique

Au-delà de la théorie, il est possible, en analysant les productions éoliennes réelles de certains réseaux, de valider l'hypothèse que le maximum de la puissance éolienne installée est très rarement atteint. Par exemple, en Espagne, de 2001 à 2005, la production éolienne totale n'a, à toutes fins pratiques, jamais dépassé 90% de la puissance installée.

Il serait aussi possible de faire une telle analyse avec les données réelles des parcs éoliens actuellement reliés au réseau de transport principal d'Hydro-Québec mais ces données ne sont pas disponibles. Toutefois, d'autres réseaux

ont des politiques différentes de diffusion de l'information. Et il est notamment possible d'accéder aux données de production en MW pour des clichés aux 5 minutes de Bonneville Power Authority (« BPA ») situé dans le nord-ouest des États-Unis, depuis le 1^{er} janvier 2007. Ces données sont d'autant plus pertinentes qu'elles montrent l'évolution d'une puissance installée entre 722 MW (le 1^{er} janvier 2007) et 3011 MW actuellement. Ceci donne un aperçu avec quelques années d'avance de ce que le Québec traversera au cours des années à venir. Au chapitre de la comparabilité, il faut aussi remarquer que le réseau desservi par BPA possède plusieurs caractéristiques semblables à celui d'Hydro-Québec.

Le tableau 1 résume l'analyse faite par l'UMQ à partir des données de BPA. Nous nous permettons un exemple pour aider à bien comprendre le tableau : la puissance installée éolienne totale reliée au réseau desservi par BPA était de 1671 MW le 1^{er} janvier 2009 et de 2105 MW au 30 juin 2009. Pendant cette période de 6 mois, la puissance maximale éolienne réellement produite a été de 94,9% de la puissance éolienne installée totale sur les 52 128 clichés disponibles aux 5 minutes. De plus, pour seulement 0,03% du temps (75 minutes) pendant cette période, la puissance totale a été de 94% ou plus et pour 1,01% du temps (44 heures), la puissance totale a été de 91% ou plus.

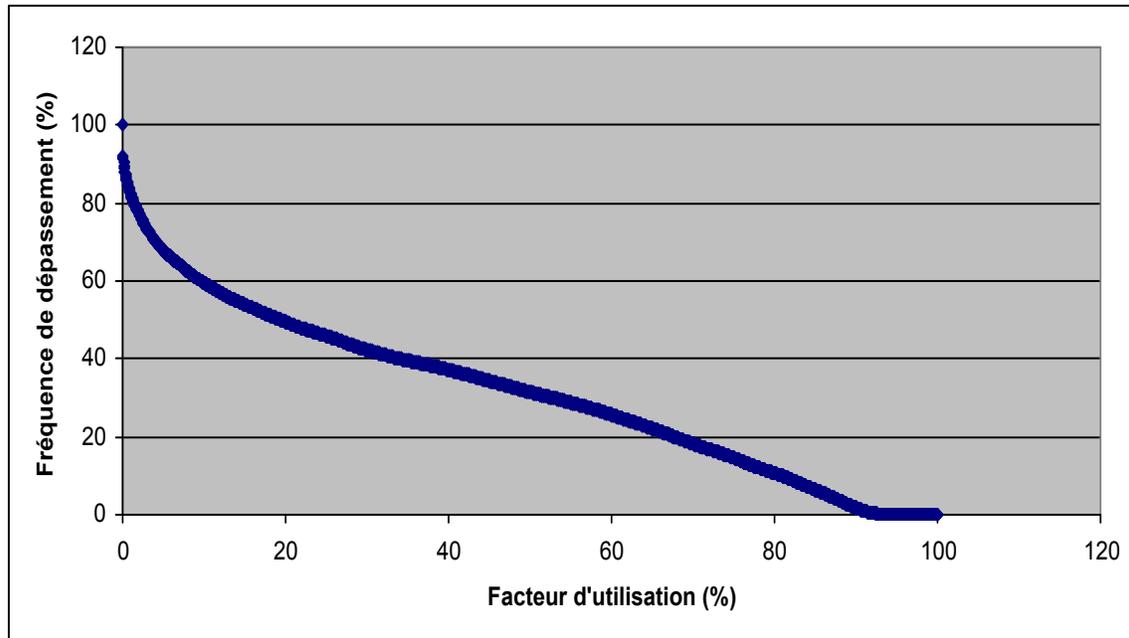
Tableau 1 – Production éolienne totale du système desservi par BPA

| Début de la période | 01-01-07 | 01-07-07 | 01-01-08 | 01-07-08 | 01-01-09 | 01-07-09 | 01-01-10 | 01-07-10 |
|--------------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Fin de la période | 30-06-07 | 31-12-07 | 30-06-08 | 31-12-08 | 30-06-09 | 31-12-09 | 30-06-10 | 22-11-10 |
| Nombre de points valides (5 min.) | 52128 | 52992 | 52416 | 52992 | 52128 | 52992 | 52086 | 41748 |
| Puissance installée (MW) | 722 | 722-1301 | 1301-1496 | 1496-1599 | 1671-2105 | 2105-2617 | 2680-2836 | 2836-3011 |
| Puissance max. observée (%) | 96,7 | 108,3 (1) | 98,1 | 99,7 | 94,9 | 95,7 | 96,3 | 94,0 |
| <u>% du temps en dépassement de:</u> | | | | | | | | |
| 100% | 0 | 0,15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 99% | 0 | 0,20 | 0 | 0,00 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 98% | 0 | 0,28 | 0,00 | 0,00 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 97% | 0 | 0,35 | 0,11 | 0,00 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 96% | 0,01 | 0,45 | 0,26 | 0,01 | 0 | 0 | 0,01 | 0 |
| 95% | 0,10 | 0,55 | 0,43 | 0,07 | 0 | 0,02 | 0,04 | 0 |
| 94% | 0,20 | 0,63 | 0,64 | 0,14 | 0,03 | 0,12 | 0,18 | 0 |
| 93% | 0,44 | 0,74 | 0,99 | 0,27 | 0,14 | 0,28 | 0,47 | 0,06 |
| 92% | 0,85 | 0,89 | 1,36 | 0,48 | 0,43 | 0,44 | 0,88 | 0,16 |
| 91% | 1,26 | 1,02 | 1,79 | 0,71 | 1,01 | 0,66 | 1,35 | 0,32 |
| 90% | 1,75 | 1,20 | 2,29 | 1,02 | 1,75 | 0,94 | 2,03 | 0,64 |

(1) : Le dépassement du 100% s'explique par le fait que BPA n'ajoute officiellement un parc éolien à sa puissance installée totale que la première fois où ce parc produit plus que 50% de sa puissance installée. Dans ce cas-ci, la puissance installée totale a presque doublé lors du second semestre de 2007 et la puissance produite par certains parcs avant leur incorporation officielle au total (au dénominateur) a été significative.

La figure 1 montre, à titre d'exemple, la distribution pour le premier semestre de 2009. On constate aussi sur ce graphique que la fréquence est nulle au-delà de 95% de facteur d'utilisation.

Figure 1 – Facteur d'utilisation de la puissance installée éolienne du système desservi par BPA - Courbe de distribution de fréquence cumulative



Sources : BPA et Marcel Paul Raymond

L'analyse du tableau 1 amène les observations suivantes sur le système de BPA :

- Plus la puissance installée totale augmente, plus la puissance maximale observée relative baisse et plus les fréquences de hauts pourcentages baissent.
- En 2009 et 2010, avec des puissances installées entre 1671 et 3011 MW, les puissances observées sont rarement au-dessus de 93% et moins de 2% du temps au-dessus de 90%. Il est à noter également que les clichés aux 5 minutes pris par BPA couvrent toutes les saisons et toutes les heures du jour. Donc, le peu d'instant où les productions dépassent un certain seuil peuvent se

produire n'importe quand et pas nécessairement seulement aux heures de forte demande.

L'étude de ces données sur l'Espagne et sur BPA appuie la théorie en indiquant que les occurrences de puissances au-delà des 90% d'utilisation sont plutôt rares. On constate aussi en 2007 pour BPA, pour des puissances installées plus basses et de l'ordre de celles présentement reliées au réseau principal d'Hydro-Québec, que les facteurs d'utilisation sont plus élevés qu'avec des quantités de l'ordre de 3000 MW en 2010. Ceci illustre bien que la problématique des surinvestissements possibles n'est pas aussi nette avec une faible puissance éolienne installée. C'est pourquoi la problématique n'était pas significativement présente lors de l'intégration des parcs de l'appel d'offres A/O 2003-02, mais elle devient particulièrement pertinente dans le cadre du second appel d'offres faisant l'objet du Projet.

2.4. Méthodes de simulation utilisées pour optimiser la planification de l'expansion des réseaux de transport

En ce qui concerne le risque potentiel de surinvestissement discuté plus haut, le Transporteur indique :

« Par ailleurs, le Transporteur comprend de la question de la Régie qu'elle aborde aussi la notion de faible possibilité de coïncidence de la production éolienne maximale à chaque parc alors qu'elle est dispersée sur plusieurs parcs.

Le Transporteur note qu'il a déjà discuté de cet aspect avec le Distributeur, à savoir s'il serait envisageable, pour certains tronçons de réseau dont le transit en puissance est affecté par la coïncidence de production de plusieurs parcs, que le Transporteur planifie son réseau et effectue ses analyses avec un transit moindre, reflétant ainsi une production coïncidente plus faible que

la somme des productions individuelles maximales. De fait, ceci reviendrait à concevoir un réseau avec congestion et nécessiterait l'établissement de règles de gestion de cette congestion. Comme la ressource éolienne ne peut être accumulée, il y aurait des pertes de production lorsque la coïncidence se manifesterait. Jusqu'à présent, le Transporteur n'a pas retenu une telle approche conceptuelle. »

Le Transporteur semble conscient de la problématique de surinvestissement potentiel et en a discuté avec le Distributeur mais sans retenir une nouvelle approche conceptuelle. Le Transporteur parle de pertes de production qui pourraient survenir lors de certains cas (qui pourraient être très rares comme exposé plus haut). L'UMQ comprend que le Transporteur fait référence, quand il mentionne les pertes de production, à la clause de plafonnement de la production qui apparaît dans les contrats d'approvisionnement avec les producteurs éoliens et selon laquelle le Distributeur peut demander aux producteurs éoliens de réduire leur production entraînant un impact économique lors des rares occasions où cette situation se présenterait. Les analyses faites à l'aide de modèles de fiabilité probabilistes font ce genre d'arbitrage entre l'impact économique de devoir plafonner à l'occasion les productions éoliennes et le coût marginal de construire des équipements de transport pour les cas peu probables.

Il est de l'avis de l'UMQ qu'une nouvelle approche devrait être utilisée par le Transporteur et le Distributeur afin d'éviter les surinvestissements et de trouver la solution optimale d'intégration des parcs éoliens.

De plus, le NERC se prononce sur les ajustements que les planificateurs d'un réseau de transport doivent adopter pour intégrer de façon économique les productions éoliennes :

« The addition of significant amounts of variable generation to the bulk system changes the way that transmission planners must develop their future systems to maintain reliability. Current approaches are deterministic based on the study of a set of well-understood contingency scenarios. With the addition of variable resources, risk assessment and probabilistic techniques will be required to design the bulk power system. »

Plusieurs autres réseaux ayant une forte pénétration de production éolienne ont recours à des techniques de simulation stochastique leur permettant de planifier l'expansion de leur réseau de transport de façon optimale en tenant compte des caractéristiques particulières de la production éolienne. Ce besoin peut être résumé par une étude provenant du Royaume-Uni :

« Transmission expansion, however, is a problematic issue due to difficulties in obtaining the right of way for constructing new overhead lines as well as the costly nature of these projects. Therefore, the main challenge is to find a transmission expansion plan requiring the minimum investment to both accommodate the future generation mix and meet security criteria.

Volatile available power is the main feature distinguishing wind energy from other conventional energy resources. Also, unlike conventional power plants which centrally generate a large amount of power, wind farms relatively generate less power, but they are distributed over the transmission network. Correlation between outputs of wind farms are another feature singling out the wind energy as a different energy source.

All aforementioned differences pose a need for a different approach for transmission network planning when a considerable amount of

wind energy resources is integrated into the network. Obviously, conventional deterministic methods which are traditionally used for transmission planning are no longer appropriate to deal with uncertainties stemming mainly from wind power intermittency. Instead, probabilistic approaches such as Monte Carlo, Fuzzy logic and analytic methods can be deployed to solve the problem. »

Plusieurs autres exemples existent dans la littérature où la simulation Monte Carlo est utilisée pour la planification des réseaux de transport en présence d'une forte pénétration éolienne, notamment à l'Université de Saskatchewan, en Colombie-Britannique et aux États-Unis pour n'en citer que quelques-uns.

Les modèles de simulation Monte Carlo chronologique existent aussi chez Hydro-Québec, notamment les modèles Mars et FEPMC utilisés, entre autres, pour les études sur la valeur de la production éolienne à la pointe. De tels modèles de simulation qui contiennent déjà les caractéristiques de l'éolien peuvent être utilisés par le Distributeur pour évaluer la fiabilité de son plan d'approvisionnement et des ressources auxquelles il a accès en étudiant plusieurs scénarios différents de pourcentages de puissance éolienne à transporter. En couplant ces modèles de simulation avec les modèles de transport, la solution optimale de puissance éolienne à transporter sur le réseau principal pourra être obtenue.

Une telle modélisation permettra de réduire la puissance éolienne à être transportée par le réseau principal tout en maintenant la fiabilité du Distributeur en ayant recours à des ressources moins coûteuses que les surinvestissements dans le réseau de transport.

Les résultats des analyses détaillées établiront le bon compromis mais d'ici là, pour fins de discussions, si on suppose que l'on doit planifier le réseau de transport que pour transporter 90% de la puissance totale éolienne (soit 2700

MW sur les 3000 MW projetés), le Projet consisterait à transporter 300 MW de moins, soit 1636,5 MW au lieu de 1936,5 MW pour une réduction de 15,5% ou 60,9 millions en moyenne basé sur le coût de renforcement du réseau principal de 393,3 M\$. L'UMQ est consciente que cette évaluation rapide serait précisée par les analyses faites par le Distributeur et le Transporteur à l'aide des modèles de simulation.

2.5. Position de l'UMQ

L'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Transporteur (et du Distributeur) de préciser la demande de raccordement du Distributeur en déterminant, à l'aide des modèles de simulation Monte Carlo chronologique à leur disposition, la quantité optimale de puissance éolienne (inférieure à la puissance éolienne installée) devant être transportée par le réseau principal dans le cadre du Projet et de modifier le Projet en conséquence en ce qui a trait au renforcement du réseau principal.

En attendant les conclusions sur ladite quantité optimale, l'UMQ recommande à la Régie de limiter à 90% de la puissance éolienne installée la quantité à transporter par le réseau principal dans le cadre du Projet.

Une telle recommandation cadre bien avec la suggestion que la Régie faisait au Transporteur de tenir des discussions avec son client afin de s'assurer que les solutions proposées soient optimales pour l'ensemble de la clientèle du Transporteur.

3. Renforcement du réseau régional Matapédia

Les travaux prévus pour le renforcement du réseau régional Matapédia pour intégrer la totalité de la puissance éolienne installée découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03 sur la péninsule gaspésienne sont évalués à 90,2 M\$. La puissance éolienne installée pourrait atteindre 1668 MW à l'horizon 2014. Les principes énoncés pour la puissance à être transportée par le réseau principal s'appliquent aussi pour ce réseau et, par conséquent :

L'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Transporteur (et du Distributeur) de préciser la demande de raccordement du Distributeur en déterminant, à l'aide des modèles de simulation Monte Carlo chronologique à leur disposition, la quantité optimale de puissance éolienne (inférieure à la puissance éolienne installée) devant être transportée par le réseau régional Matapédia dans le cadre du Projet et de modifier le Projet en conséquence en ce qui a trait au renforcement du réseau régional Matapédia.

En attendant les conclusions sur ladite quantité optimale, l'UMQ recommande à la Régie de limiter à 95% de la puissance éolienne installée la quantité à transporter par le réseau régional Matapédia dans le cadre du Projet.

La limite de 95% recommandée par l'UMQ, par rapport à celle de 90% pour le réseau principal, tient compte du fait que la puissance installée du réseau régional Matapédia est moindre que celle du réseau principal et de la plus grande corrélation qui existe entre les parcs éoliens sur cette région plus restreinte.

4. Raccordements des 14 parcs éoliens au réseau de transport

Le Projet prévoit le raccordement de 14 parcs éoliens pour un coût total de 938,1 M\$ incluant 558,3 M\$ pour le remboursement des postes de départ des producteurs privés. Les coûts unitaires varient significativement d'un parc à l'autre avec le moins élevé à 286 K\$ par MW pour le parc Montérégie et le plus élevé à 731 K\$ par MW pour les parcs Seigneurie de Beauré 2 et 3.

Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02, 8 parcs éoliens étaient prévus pour une puissance totale de 990 MW. Depuis, les parcs Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton ont été mis en service à l'année prévue, le parc St-Ulric/St-Léandre a été mis en service en 2009, soit deux ans plus tard que prévu et le parc Les Méchins a été abandonné en février 2010. Les parcs Mont-Louis, Gros Morne et Montagne Sèche doivent être mis en service en 2011.

Pour ce qui est de l'appel d'offres A/O 2005-03, le parc Aguanish de 80 MW a été remplacé par le parc St-Robert-Bellarmin et le parc éolien Bas-St-Laurent de 68 MW a été abandonné par le promoteur le 13 juillet 2009.

D'autre part, le parc éolien SkyPower de 200 MW à Rivière-du-Loup a été abandonné en 2008 et la date de mise en service du 3^e parc Murdochville est indéterminée.

Le fait que 6 parcs éoliens aient à ce jour été soit retardés, soit déplacés ou soit abandonnés illustre une problématique d'incertitudes importantes sur la réalisation ou le positionnement des parcs éoliens. Même si les promoteurs doivent payer des pénalités en cas d'abandon ou de retard, il serait dommage, aux points de vue économique et environnemental, de construire des équipements de transport trop tôt ou pour des parcs qui ne verraient jamais le jour.

Pour atténuer ce risque d'investissements non requis, **l'UMQ recommande à la Régie de demander au Transporteur d'attendre d'avoir une assurance suffisante avant d'entreprendre les travaux majeurs de raccordement de chacun des 14 parcs éoliens faisant l'objet de ce Projet.**

Par ailleurs, il pourrait même être économique pour le Distributeur d'assumer des pénalités dans certains cas où le parc éolien ne serait pas raccordé à temps, afin d'éviter des risques d'investissements potentiellement inutiles.

D'autre part, un autre changement a été annoncé le 19 novembre dernier alors que le parc éolien Bas-St-Laurent de 68 MW, abandonné en 2009, pourrait être déplacé vers les parcs de la Seigneurie de Beauré. **L'UMQ soumet qu'une telle demande de déplacement, si elle se confirme, devrait faire l'objet d'une demande à la Régie puis le Projet du Transporteur devrait être modifié en conséquence et ce, dans le contexte où le raccordement des parcs de la Seigneurie de Beauré sont ceux qui présentent les coûts unitaires les plus élevés de ceux faisant l'objet du Projet.**

5. Coûts associés au Projet

Le Transporteur présente en détail les coûts associés au Projet. La plupart des coûts se comparent au projet d'intégration des parcs éoliens découlant de l'appel d'offres A/O 2003-02 sauf le pourcentage de la provision qui passe de 8,5% dans le dossier R-3631-2007 à 11,1% dans le présent dossier.

L'UMQ soumet que cette augmentation du pourcentage de la provision devrait être justifiée davantage par le Transporteur.

6. Conclusion de l'UMQ

L'UMQ est d'accord avec la réalisation du Projet avec certaines modifications et, par conséquent, elle demande à la Régie d'accepter les recommandations explicitées dans sa preuve, notamment :

Recommandation 1 :

- Exiger du Transporteur (et du Distributeur) de préciser la demande de raccordement du Distributeur en déterminant, à l'aide des modèles de simulation Monte Carlo chronologique à leur disposition, la quantité optimale de puissance éolienne (inférieure à la puissance éolienne installée) devant être transportée par le réseau principal dans le cadre du Projet et de modifier le Projet en conséquence en ce qui a trait au renforcement du réseau principal.
- En attendant les conclusions sur ladite quantité optimale, limiter à 90% de la puissance éolienne installée la quantité à transporter par le réseau principal dans le cadre du Projet.

Recommandation 2 :

- Exiger du Transporteur (et du Distributeur) de préciser la demande de raccordement du Distributeur en déterminant, à l'aide des modèles de simulation Monte Carlo chronologique à leur disposition, la quantité optimale de puissance éolienne (inférieure à la puissance éolienne installée) devant être transportée par le réseau régional Matapédia dans le cadre du Projet et de modifier le Projet en conséquence en ce qui a trait au renforcement du réseau régional Matapédia.

- En attendant les conclusions sur ladite quantité optimale, limiter à 95% de la puissance éolienne installée la quantité à transporter par le réseau régional Matapédia dans le cadre du Projet.

Recommandation 3 :

Demander au Transporteur d'attendre d'avoir une assurance suffisante avant d'entreprendre les travaux majeurs de raccordement de chacun des 14 parcs éoliens faisant l'objet de ce Projet.

Recommandation 4 :

La demande de déplacement du parc éolien Bas-St-Laurent vers le site de la Seigneurie de Beupré, si elle se confirme, devrait faire l'objet d'une demande à la Régie, puis le Projet du Transporteur devrait être modifié en conséquence.

Recommandation 5 :

Dans les coûts associés au Projet, l'augmentation du pourcentage de la provision, par rapport au dossier R-3631-2007, devrait être justifiée davantage par le Transporteur.

Annexe : Curriculum vitae de Marcel-Paul Raymond

DIPLÔMES

| | |
|------|--|
| 1978 | M. Sc. en Informatique et Recherche Opérationnelle Spécialisation Optimisation mathématique Université de Montréal |
| 1976 | B. Sc. en Informatique et Recherche Opérationnelle Université de Montréal |

DISTINCTIONS

| | |
|----------------------|--|
| 1976 - 77, 1977 - 78 | Boursier du Centre National de Recherches du Canada |
| 1976 - 1977 | Boursier de l'Enseignement Supérieur du Ministère de l'Éducation du Québec |

PARTICIPATION À DES CONSEILS D'ADMINISTRATION

| | |
|-------------|--|
| 2002 - | Club de Golf Le Blainvillier |
| 2000 - 2002 | CEGEP de Bois-de-Boulogne |
| 1998 - 2000 | HydroSoft Énergie Inc. (Président – directeur général) |
| 1997 - 1998 | CERCA (Centre de Recherche en Calcul Appliqué) |

EXPÉRIENCES PROFESSIONNELLES

Depuis 2009

MARCEL PAUL RAYMOND ÉNERGIE

Président

- Consultation dans le domaine de l'énergie.
- Dossiers légaux auprès des organismes de réglementation (Régie de l'Énergie Québec, Public Utility Board Terre-Neuve et Labrador).
- Expertise en optimisation de la gestion de l'eau, gestion

des réservoirs et contrôle des inondations.

De 2001 à 2009

HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

Chef - Planification de la production

- Planification de l'exploitation optimale et sécuritaire des systèmes hydriques sur un parc de 40 000 MW.
- Contrôle des inondations.
- Gestion de contrats et ententes avec les réseaux voisins, notamment Rio Tinto Alcan et Churchill Falls.
- Gestion de la chaire en gestion des réservoirs avec l'École Polytechnique de Montréal.
- Représentant d'Hydro-Québec sur le groupe international Water Management Interest Group (WMIG).

De 2002 à 2005

Directeur du projet de réduction des inondations en Pologne pour Hydro-Québec Production.

- Direction d'un projet de mise en place d'un système de surveillance et de prévision des inondations pour l'ensemble du pays suite aux graves inondations de 1997.
- Évaluation de la gestion du système hydrique du fleuve Angara en Russie.

De 1998 à 2000

HYDROSOFT ÉNERGIE INC.

(Filiale d'Hydro-Québec dans le développement et la mise en marché à l'international de logiciels et services pour la gestion optimale des ressources hydriques et le contrôle des inondations).

1998 - 2000

Président - directeur général

- Mise en place d'un important plan de redressement qui a amené la compagnie à être profitable en 1999 et en 2000.
- Négociation et signature d'importants contrats en Amérique du Nord et du Sud.
- Gestion de tous les aspects d'une entreprise de 40

professionnels (ingénieurs, hydrologues et informaticiens).

1998

Directeur Général Adjoint

- Développement des affaires en Amérique du Sud.
- Adjoint au Président - directeur général.

De 1977 à 1998

HYDRO-QUÉBEC

1996 - 1998

Chef – Prévisions et ressources hydriques

- Optimisation de l'exploitation des systèmes hydriques.
- Prévion des apports naturels et contrôle des inondations.
- Systèmes d'acquisition et de validation des données hydro-météorologiques.
- Hydrologie à court et long termes.
- Gestion de la chaire en hydrologie statistique avec INRS – Eau.

1991 - 1996

Chef – Planification de la production

- Gestion des réservoirs d'Hydro-Québec et contrôle des inondations
- Établissement de stratégies optimales de production énergétique (gestion des réservoirs, fiabilité en puissance, transactions d'électricité).
- Étude de contrats et ententes à long terme avec les réseaux voisins.
- Étude des ressources futures du réseau d'Hydro-Québec (par exemple nouveaux équipements et programmes de gestion de la consommation).

1980 - 1991

Conseiller en Planification de la production

- Expertise technique en optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques.

- Gestion de projets spéciaux et de mandats corporatifs.
- Représentant de l'entreprise sur des comités avec les réseaux voisins et participation à des audiences publiques dans le cadre de contrats d'exportation.
- Développement, négociation et mise en place de la Convention d'exploitation concernant la centrale Churchill Falls (5500 MW).
- Développement de modèles mathématiques pour la planification de la production et des échanges.

1977 - 1980

Analyste en informatique scientifique

- Réalisation de projets de recherche opérationnelle.
- Utilisation de plusieurs langages de programmation et logiciels scientifiques.

1977

CENTRE HOSPITALIER LAURENTIEN

Stage de maîtrise

- Développement d'un modèle mathématique pour l'élaboration des horaires du personnel infirmier.

PUBLICATIONS

Decision Support Systems for Managing Hydropower Operations - Real-Life Experiences, presented at Hydro Vision 2004, Montreal, Quebec.

Data and Inflow Forecast Quality and the Impacts on Operations Planning, presented at HIRMIG 2002 Meeting, Montreal.

An Integrated Software for the Short-Term Generation Scheduling, presented at Hydro Vision 2002, Portland, Oregon.

From Long-Term to Real Time; Optimization of Generation Resources Through Integration of Technologies, presented at HIRMIG 2001 Meeting, Vancouver.

Optimizing Hydro Efficiency by Performance Measurement; The Hydro-Quebec Experience, presented at HIRMIG 2001 Meeting, Vancouver.

Making Hydro More Competitive through Integrated Technologies - The Brazilian Case, presented at Hydro 2000, Bern, Switzerland.

Margins for Uncertainties in Hydro-Québec's Short-Term Operations Planning, presented at Canadian Electrical Association, 1995 Spring Meeting, Vancouver.

Hydro-Québec's Planning and Operating Experience with Curtailable Loads, presented at Canadian Electrical Association, 1994 Spring Meeting, Toronto.

Availability of Energy in a Hydroelectric System (H-Q Case), Twenty-Ninth NPCC System Operator Training Seminar, May 1992, Holyoke, Mass.

Operations Planning of Hydro-Québec Generation System Using Chronological Simulation, CIGRE - Colloque du Comité d'études 39, Montréal, 10-14 septembre 1991.

A Deterministic Optimization Model for the Production Scheduling of the Hydro-Québec System, (A. Vallée, L. Lafond, M.P. Raymond, Y. Legault), presented at Canadian Electrical Association, 1988 Spring Meeting, Montréal.

Exploitation optimale à moyen terme des réservoirs et centrales d'Hydro-Québec, présenté au 13e Symposium de l'Association Internationale de Recherches Hydrauliques, Section des machines hydrauliques, équipement et cavitation, Montréal, 2-5 septembre 1986.

Horaires de travail du personnel infirmier, présenté au Congrès 1980 de l'Association des Sciences Administratives du Canada (ASAC), Université du Québec à Montréal, 26-27 mai 1980. (Jugé meilleur article en recherche opérationnelle).

Horaires du personnel infirmier, présenté au Colloque sur les horaires de travail, École des Hautes Études Commerciales de Montréal, 20 octobre 1978.

Horaires du personnel infirmier, rapport de stage effectué au Centre Hospitalier Laurentien et présenté à la faculté des Études Supérieures de l'Université de Montréal en vue de l'obtention du grade de maîtrise es Sciences en Informatique et Recherche Opérationnelle, août 1978.