Dufresne Hébert Comeau
Avocats

"Sous toutes réserves"
Par courriel

Avocats-conseils
Gilles Hébert, c.r.
Jean Hétu, LL.M. Harvard

scadrin@dufresnehebert.ca

Laval, le 18 octobre 2010

Me Véronique Dubois
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la bourse
800, Place Victoria, 2e étage
bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Objet : **Réponse aux commentaires de HQT sur la demande d'intervention de l'UMQ**
R-3742-2010
N/dossier : 40 117-077

Chère consoeur,

Faisant suite à la correspondance de Me Yves Fréchette datée du 13 octobre dernier, l'Union des municipalités du Québec désire répondre aux commentaires du Transporteur sur sa demande d'intervention.

1. <u>L'évolution des prévisions de coûts</u>

   L'analyse des prévisions de coûts d'intégration des parcs éoliens versus les coûts paramétriques de raccordement type utilisés dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 que se propose de faire l'UMQ rencontre deux objectifs qui aideront à mieux se prononcer sur les analyses économiques et les coûts des travaux associés au Projet :

   - L'identification d'écarts significatifs, s'il y a lieu, entre les coûts prévus et les coûts paramétriques permettraient de mieux cibler les raccordements à étudier en détail;

   - Il n'est pas de l'intention de l'UMQ de remettre en cause les contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03 à

moins que des éléments nouveaux et changements majeurs dans les hypothèses connues à l'époque ne deviennent apparents dans le présent dossier. S'il arrivait qu'un écart important entre les coûts paramétriques et les coûts actuellement prévus rendent prohibitif ou non compétitif le raccordement d'un ou de plusieurs parcs éoliens, nous sommes d'avis que le Distributeur pourrait envisager la possibilité (à l'intérieur des possibilités offertes par les contrats existants) de revoir certaines modalités des contrats comme il l'a fait notamment dans le cas de la production de la centrale Bécancour (ex. R-3734-2010). À défaut d'effectuer une telle vérification de changements majeurs dans les coûts, des frais indus pourraient être encourus par les consommateurs québécois s'il était établi que certains raccordements s'avèrent non souhaitables économiquement.

2. Flexibilité du Transporteur versus le risque d'abandon de projets éoliens

L'UMQ ne traite pas de situations hypothétiques, telles que l'abandon ou la relocalisation de projets éoliens. De fait, certaines de ces situations citées par l'UMQ dans sa demande d'intervention ne sont pas hypothétiques mais bien réelles. Elles servent à illustrer le fait que le risque de non-réalisation de certains projets éoliens est présent (et même est couvert dans les contrats signés avec les promoteurs) et qu'il y a un risque non nul que des investissements en transport soient réalisés pour rien, ce risque étant beaucoup plus grand que pour les projets hydroélectriques traditionnels qui, pour leur part, sont difficilement déplaçables géographiquement.

Nous sommes conscients que c'est un risque que le Transporteur et, surtout les consommateurs québécois, doivent assumer mais nous nous proposons d'analyser dans quelle mesure la flexibilité de la stratégie d'implantation du Transporteur atténue le plus possible les effets de tels risques. Comme il sera indiqué plus loin, l'intégration de la production éolienne doit tenir compte de tous les risques inhérents à cette filière avec une approche probabiliste qui tient compte de tous les risques et non avec l'approche déterministe traditionnelle. L'approche probabiliste n'a pas recours à des 'situations hypothétiques' mais bien à des situations qui risquent de se produire en tenant compte de leur probabilité d'occurrence.

3. Raccordement de la puissance totale de 1936,5 MW

Selon l'UMQ, afin d'éviter que le Transporteur ne suréquipe son réseau en ne tenant pas compte des caractéristiques particulières de la production éolienne, le Distributeur doit viser une intégration de la production éolienne dont il aura à prendre livraison et le réseau du Transporteur doit le faire de façon optimale et au moindre coût. On n'a qu'à mentionner que chaque écart de 1% dans le Projet représente une moyenne de 14,7 M$ pour bien comprendre l'importance d'agir avec prudence.

Traditionnellement, le Transporteur a intégré principalement 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 fin de discussion, si on considère maintenant un ensemble composé de 20 parcs éoliens 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.

Un tel exercice théorique rapide est aussi vérifié dans la pratique. Par exemple, en Espagne de 2001 à 2005, la production éolienne totale n'a, à toutes fins pratiques, jamais dépassé 90% de la production maximale installée. 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.*
> (…)
> *Figure 3.5 illustrates an example of the total wind power distribution in Spain for the years of 2001 through 2005. This figure illustrates that the total wind generation on a power system is rarely at its peak capacity. In this particular example, the median power output is around 27% of the nameplate capacity. That is, the total wind generation is 50% of the time below 27% and 50% of the time above 27% of its capacity. Thus, it is clear that studying wind generation scenarios just at peak output for a variety of load forecast scenarios will not be sufficient as it does not represent a very likely scenario. Addition of variable generation substantially increases the need to investigate many more scenarios in order to ensure bulk power system reliability.*
> (…)
> *Traditionally, both transmission and operational planning studies have, for the most part, relied on deterministic reliability criteria and methods,*

mainly for ease of analysis. The paradigm in today's power industry is one of separated generation, transmission and distribution entities accentuated by the need to plan for significant penetration of variable resources. These factors render planning based solely on deterministic criteria for system expansion less effective since:

1. The restructuring of the utility business in most regions has made it more difficult to accurately predict the location of new generation facilities and their respective dispatch patterns (i.e. market driven). Consequently it is significantly more difficult to plan for transmission reinforcements on purely a deterministic basis.

2. High penetration levels of renewable generation will mean an added level of uncertainty on generation dispatch levels even when the locations of these renewable generators are known. For example, selection of a specific dispatch level for these generators, as is required under deterministic planning methods, may not identify important scenarios impacting reliability which should be studied and for which actions should be taken. "

L'UMQ considère que l'approche adoptée par le Transporteur pour intégrer la production éolienne pourrait entraîner un biais défavorable dans les sommes investies dans le réseau de transport et elle se propose d'analyser plus en détail cette question cruciale pour la réduction des tarifs assumés par les consommateurs.

De plus, le Transporteur, dans ses commentaires sur les demandes d'intervention, mentionne que ce Projet n'implique aucun enjeu majeur ou particulier en considérant qu'il s'agit d'un second dossier d'autorisation relatif au raccordement de parcs éoliens. L'UMQ considère que cette affirmation du Transporteur dénote une mauvaise compréhension de la production éolienne alors que le facteur de présence cumulatif décroîtra significativement plus on ajoute de puissance installée éolienne. Ce facteur devient particulièrement significatif dans le cadre de ce second dossier où on ajoute près de 2000 MW.

4. <u>Période d'amortissement</u>

L'UMQ est d'avis que la période d'amortissement est un facteur important dans l'évaluation économique du Projet et que cet aspect devrait être retenu dans le présent dossier. Sans référer à des situations hypothétiques, l'analyse pourra porter sur les pratiques courantes qui sont faites dans de tels projets ailleurs dans la littérature.

Avec respect, l'UMQ soumet que cette longue illustration démontre clairement que tous les aspects de sa demande d'intervention sont ciblés et pertinents. Il n'y a donc pas lieu de « limiter » le débat comme le suggère les procureurs du Transporteur.

Dans l'intervalle, veuillez agréer, chère consoeur, nos salutations les plus distinguées.

Steve Cadrin, avocat

SC/sb
c.c. : Me Yves Fréchette, *Hydro-Québec* (par courriel)

#365972