

GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN
MACROÉCOLOGIE

OBSERVATIONS SUR L'ENTENTE D'INTÉGRATION
ÉOLIENNE

Dossier n° R-3573-2005

Déposé à la Régie de l'énergie le 24 novembre 2005

INTRODUCTION

Dans le présent mémoire, le GRAME souhaite aborder certains points de l'entente d'intégration éolienne R-3573-2005 HQD-1, Document 1 (ci-après nommée : « l'entente ») établie entre Hydro-Québec Distribution (ci-après nommé : « le Distributeur ») et Hydro-Québec Production (ci-après nommé : « le Producteur ») avec lesquels il entre en désaccord.

Par ailleurs, considérant que le développement et l'intégration de l'énergie éolienne en est encore à son début au Québec, le GRAME souhaiterait que soit mis l'accent sur la possibilité d'améliorer l'entente au fur et à mesure que seront accumulées connaissances et savoir faire en matière d'exploitation de parcs éoliens.

OBSERVATIONS

Durée de l'entente

« ... la présente entente est d'une durée de cinq ans, commençant à la date de l'approbation de la présente entente par la Régie »¹

Le GRAME voit dans cette procédure la possibilité de bonifier l'entente au fur et à mesure que seront accumulées des données et du savoir faire en matière de production d'électricité par des éoliennes. Ainsi, par exemple, des améliorations relatives à la prévision des vents à court terme pourraient amener à modifier l'article 5.1.2.

Par ailleurs, le Distributeur affirme avoir des activités de recherche² :

« Les sujets à l'étude comprennent l'évaluation de la contribution en puissance des parcs éoliens et de l'impact, sur la gestion du réseau électrique du Québec ainsi que celle du parc de production, de la variabilité de la production éolienne, résultant de la nature intermittente du vent ».

Cependant, suite à notre question sur les possibilités de modification de l'entente³, le Distributeur ne nous a pas fourni de précisions, ce qui nous paraît paradoxal dans la mesure où il étudie ces sujets et qu'il suggère fortement que l'entente puisse être modifiée à l'avenir⁴ :

« La durée de 3 ans pour les renouvellements permet un ajustement rapide des modalités de l'entente en fonction de l'évolution des besoins des parties. Le terme initial est plus long que 3 ans pour acquérir une expérience plus représentative des besoins couverts par l'entente, compte tenu du fait que la mise en service des parcs éoliens se fera graduellement dans le temps ».

Nous comprenons donc que le Distributeur se donne 5 ans pour identifier des pistes d'amélioration de l'entente, un délai que nous déplorons toutefois.

Concernant la durée de l'entente, dans la mesure où quelle que soit l'issue de l'entente, il n'y aura pas de répercussions néfastes sur *Cartier énergie éolienne* ni sur *Northland Power*⁵ (ce qui aurait donné un signal négatif aux investisseurs du domaine de l'énergie éolienne au Québec), le GRAME ne voit pas d'utilité à la modifier.

¹ HQD-1, Doc. 1, article 3.1

² R-3550-2004, HQD-5, Doc. 8.1, réponses aux questions 3.1 à 3.3
et R-3573-2005, HQD-3, Doc. 2, réponse à la question 3

³ HQD-3, Doc. 4, réponse à la question 1.2

⁴ HQD-3, Doc. 1, réponse à la question 7.1 et 7.2

⁵ HQD-3, Doc. 4, réponse à la question 1.1

Service d'équilibrage éolien

Les coûts d'équilibrage seront calculés comme suit⁶ :

« la valeur absolue de la somme quotidienne des écarts, pour chacune des heures de la journée, entre la quantité d'énergie éolienne programmée et la quantité d'énergie éolienne livrée au point de livraison ».

Le GRAME comprend que le calcul s'exprime mathématiquement de la façon suivante :

$$C = 0,1 \times \left| \sum_{i=1}^{30} \Delta_i \right| \quad \text{avec } \Delta = E_p - E_l \quad (1)$$

C : coût d'équilibrage en ¢ (\$ CAN) pour un mois de 30 jour,
Δ : la différence quotidienne entre les quantités d'énergie éolienne programmée (E_p) et livrée (E_l),
i : le jour du mois.

Selon cette méthode de calcul (1) le Distributeur peut avoir à payer un service d'équilibrage pour un surplus de production d'énergie éolienne relativement à ses prévisions. En effet, si les quantités programmées par le Distributeur sont inférieures aux quantités livrées mensuellement, alors la différence résultante Δ contribue positivement au calcul du coût d'équilibrage (du fait de la valeur absolue). Or, il n'aura pas été nécessaire de recourir à des productions auxiliaires pour pallier à des kWh manquant pour le mois considéré. Toutefois, le Distributeur se retrouverait ainsi à payer un service de compensation auquel il n'a pas recouru.

Le GRAME concède néanmoins que ce cas de figure pourrait ne pas survenir régulièrement dans la mesure où les différences quotidiennes s'annuleraient mutuellement, mais ne connaissant pas le modèle utilisé par le Distributeur pour ses prévisions il est difficile de se prononcer plus précisément.

Autre point, le GRAME remarque qu'au sein d'un mois les différences entre les énergies programmées et livrées sont comptabilisées positivement ou négativement suivant les cas, alors qu'elles sont systématiquement comptabilisées positivement d'un mois sur l'autre (du fait de la valeur absolue). Le GRAME désapprouve cette méthode de calcul de part son manque d'homogénéité.

Par ailleurs, si au cours d'un mois l'écart entre les quantités totales d'énergie éolienne programmée et livrée est important, rien n'interdit au Distributeur de fournir des prévisions d'énergie éolienne qui soient délibérément éloignées des valeurs que donnerait la modélisation des vents du Distributeur, ceci pour réduire cet écart avant la fin du moins

⁶ HQD-1, Doc. 1, article 5.1.2

de manière à minimiser le coût d'équilibrage. Nous voyons ici une faille dans le calcul du coût de l'équilibrage. D'après nous, le calcul du coût d'équilibrage devrait reposer sur une différence réelle entre la quantité d'énergie éolienne programmée, qui découle de la modélisation des vents, et la quantité d'énergie éolienne livrée. Selon le GRAME, le calcul de l'équilibrage ne devrait pas pouvoir être biaisé par une manipulation de la quantité d'énergie éolienne programmée.

Ainsi, pour un calcul plus rigoureux, le GRAME recommande que le calcul du coût de l'équilibrage se fasse comme suit :

$$C = 0,1 \times \sum_{i=1}^{30} \Delta_i \quad \text{avec } \Delta = E_p - E_l \quad (2)$$

C : coût d'équilibrage en ¢ (\$ CAN) pour un mois de 30 jour,
Δ : la différence quotidienne entre les quantités d'énergie éolienne programmée (E_p) et livrée (E_l),
i : le jour du mois.

Après le calcul pour un mois :

- Dans le cas où C est positif, le Distributeur payerait le service d'équilibrage au Producteur du montant C.
- Dans le cas où C est négatif, le Producteur créditerait le Distributeur pour le mois suivant du montant C.

Ainsi, le coût d'équilibrage serait le reflet direct du coût requis pour faire face aux périodes où le vent est moins fort que prévu. Le Distributeur n'aurait alors pas à payer pour les surplus d'énergie éolienne (relativement aux prévisions).

Enfin, pour éviter que la quantité d'énergie éolienne programmée ne soit sujette à la manipulation, il suffirait aux parties de s'entendre :

- a) Sur le modèle à utiliser pour la prévision de la force du vent et
- b) Sur la méthodologie du calcul extrapolant la quantité d'énergie éolienne à partir des prévisions faites sur le vent.

À ce propos, le GRAME serait d'avis de comparer les prévisions d'énergie éolienne d'Hélimax Énergie Inc. (si tant est qu'Hydro-Québec fasse appel à cette entreprise pour estimer les quantités d'énergie éolienne programmées) avec le savoir faire européen (cf. Tableau 1) qui repose sur une utilisation de plusieurs années d'exploitation de parcs éoliens à grande échelle (entre autres pays : Allemagne, Espagne, Danemark, Italie et Pays-Bas) et qui continue de nos jours à se développer compte tenu du fait que l'énergie

éolienne s'inscrit pleinement dans la résolution européenne d'atteindre un taux de 22 % d'électricité produite à partir de source renouvelable en 2010⁷.

Tableau 1 : Précision des prévisions sur le vent pour différents modèles.

Nom du modèle ou de l'organisme	Marge d'erreur sur un horizon de 24h	Marge d'erreur sur un horizon de 8h	Marge d'erreur sur un horizon de 1h
Wind Power Management System	9 %	8 %	2 %
Garrad Hassan	14 %	13 %	7 %
Aria	10 – 15 %	Nd.	Nd.

Nd. : Non disponible

Sources : International Energy Agency (2005) – *Variability of Wind Power and Other Renewables*.

Garrad Hassan – Forecaster Accuracy (<http://www.garradhassan.com/services/ghforecaster/accuracy.php>)

Gael Descombes (Responsable communication Aria) – communication personnelle gdescombes@aria.fr

Par ailleurs, le GRAME souhaiterait aussi que soient surveillés certains projets européens de modélisation de la production à court terme de l'énergie éolienne (comme les projets HONEYMOON⁸ et ANEMOS⁹). En effet, bien que ces projets ne soient pas encore achevés, ils devraient aboutir prochainement et apporter des outils plus précis en matière de prévision de production d'énergie éolienne, lesquels pourraient être considérés dans 5 ans si l'entente est reconduite pour affiner les quantités d'énergie éolienne programmées par le Distributeur.

Le GRAME est conscient que cette modification apportée à l'article 5.1.2 de l'entente compliquerait globalement l'entente, mais soutient qu'elle permettrait toutefois de mieux refléter les coûts réels d'équilibrage.

Tarif d'équilibrage

Concernant le tarif d'équilibrage (0,1 ¢), le GRAME constate qu'il est voisin de la moyenne¹⁰ observée en Amérique du nord et qu'il n'est pas sujet à la hausse au cours des ans. Le GRAME approuve ce choix car il favorise ainsi l'énergie éolienne au Québec et privilégie donc l'électricité d'origine renouvelable.

Puissance complémentaire

Dans l'article 5.2.1 b) sont considérées les 300 plus grandes valeurs horaires. Dans sa réponse à la question 3.2 de la Régie, le Distributeur mentionne que le choix de « l'utilisation d'une période de pointe de 300 heures est en continuité avec les méthodes

⁷ <http://europa.eu.int/comm/energy/library/renouvelables-fr.pdf>

⁸ <http://www.espace-eolien.fr/R&D/honeymoon.htm>

⁹ <http://anemos.cma.fr/>

¹⁰ Smith et al. (2004) : <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35946.pdf>

de coûts à Hydro-Québec depuis les années 1970 ». Le cas échéant, le GRAME pense qu'il pourrait être envisageable de mettre à jour cette méthodologie même si cela apporterait des modifications importantes à l'entente. Le GRAME est d'avis qu'il faut utiliser la méthode la plus appropriée et non pas nécessairement la plus disponible.

Dans l'article 5.2.1 d), le calcul de la puissance complémentaire repose sur la différence positive entre la *puissance garantie* (35 % de la puissance contractuelle) et la *quantité contributive* (quantité minimale livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur). Le GRAME estime que ce calcul ne reflète pas le coût réel de la puissance utilisée pour équilibrer les parcs éoliens et qu'il conduit donc à un coût erroné. Le GRAME préférerait que soit considérée la différence positive entre la *puissance garantie* et la *puissance moyenne* (puissance moyenne livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur).

Ainsi, la différence positive entre la *puissance garantie* et la *puissance moyenne* servirait à calculer le coût de l'équilibrage en puissance. Subséquemment à cette modification de l'entente, le tarif de l'article 6.2 pourrait être ajusté.

Production d'énergie éolienne en période de pointe

Le GRAME comprend que l'entente ne permet pas de valoriser un facteur d'utilisation des éoliennes supérieur à 35 % en période de pointe puisque d'une part la tarification de 7,5 ¢/kWh reste constante au cours d'une année et que d'autre part le prix de 80 \$/kW-an ne s'applique qu'à la *puissance complémentaire* (différence positive entre la *puissance garantie* [35 %] et la *quantité contributive* [jusqu'à concurrence de 35 %]) et non pas à la *puissance excédentaire* qui serait la différence négative entre la *puissance garantie* et la *quantité contributive* au delà de 35 %.

Or le GRAME pense que les éoliennes pourraient atteindre un facteur moyen d'utilisation de 53 % lors des 200 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur et de 46 % lors des 1 000 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur (*cf.* Tableau 2) ce qui représente à un facteur d'utilisation moyen supérieur à 35 % pour les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur.

Tableau 2 : Facteur d'utilisation des éoliennes en période de pointe

Site	Use factor (%)		Year
	200 peak hours	1000 peak hours	
Cap-Chat	67	59	43
Cap-Madeleine	68	62	42
Île d'Orléans	47	44	36
Pointe-des-Monts	56	44	33
Kuujuarapik	50	40	31
Mont-Joli	49	44	29
Cap d'Espoir	32	31	27
All 7 sites	53	46	34

Source : Bélanger *et al.* (1998). *Windpower and its Dependence on Hydro Reservoirs : Results from Wind Farms Simulation for Quebec*. 21st Annual Conference, International Association for Energy Economics, Quebec, mai 15th 1998.

La production d'énergie éolienne en période de pointe étant généralement supérieure à celle de l'hypothèse retenue par les parties dans l'article 5.2.1 a), le GRAME souhaiterait que soit mise en valeur cette particularité.

Le GRAME approuve la tarification spéciale de l'équilibrage en période de pointe compte tenu du fait que l'approvisionnement est plus coûteux pour cette période, mais il voudrait aussi que soit pris en compte la production excédentaire (intrinsèquement liée à la variabilité du vent) lors de cette même période car elle représente une certaine richesse qui peut éviter d'avoir à recourir à des sources d'approvisionnement.

L'idée est que la tarification de l'entente prenne en compte, dans un sens comme dans l'autre, la nature intermittente du vent en période de pointe.

Concrètement, le GRAME est d'avis que soit adoptée une tarification spéciale pour l'équilibrage et la production d'électricité en période de pointe.

CONCLUSION

En définitive, le GRAME souhaite que :

- l'entente soit modifiée au niveau de la méthode de calcul du coût d'équilibrage (article 5.1.2) et précisée la manière dont sont définis les quantités d'énergie éolienne programmées par le Distributeur,
- l'entente soit modifiée au niveau de la méthode de calcul du coût de la puissance complémentaire (article 5.2.1),
- soit ajouté un article pour refléter la contribution d'énergie éolienne en période de pointe lorsque le facteur d'utilisation est supérieur à 35 %.
- soit évaluée la possibilité de modifier la durée de la période de pointe considérée pour l'entente (actuellement 300 heures).