

DOMINIQUE NEUMAN

AVOCAT

1535, RUE SHERBROOKE OUEST
REZ-DE-CHAUSSÉE, LOCAL KWAVNICK
MONTRÉAL (QUÉ.) H3G 1L7
TÉL. 514 849 4007
TÉLÉCOPIE 514 849 2195
COURRIEL energie @ mlink.net

MEMBRE DU BARREAU DU QUÉBEC

Montréal, le 27 octobre 2011

M^e Véronique Dubois, Secrétaire de la Régie
Régie de l'énergie
800 Place Victoria
Bureau 255
Montréal (Qué.) H4Z 1A2

Re: Dossier RDÉ R-3775-2011.

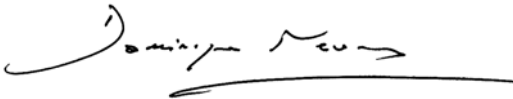
Entente globale de modulation d'Hydro-Québec Distribution.

**Version rectifiée de la Demande de renseignement no. 1 à Hydro-Québec
Distribution par l'Association québécoise de lutte contre la pollution
atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.).**

Chère Consœur,

Nous vous prions de trouver sous pli une version rectifiée de la demande de renseignements no. 1 à Hydro-Québec Distribution par *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et de l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* au présent dossier. Seule la question SÉ-AQLPA-1-3 est rectifiée là où cela est indiqué par un trait vertical en marge droite. Les autres questions restent inchangées.

Espérant le tout à votre entière satisfaction, nous vous prions, Chère Consœur, de recevoir l'expression de notre plus haute considération.



Dominique Neuman, LL.B.

Procureur de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et de l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*

p.j.

c.c. La demanderesse et les intervenants.

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE
DOSSIER R-3775-2011**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1
À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

**PAR
STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)
L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-1

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 1-11 :

Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = \underline{0,45 \times PÉ} + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

[...] Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

PPCH = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Demande(s) :

- a)** Comment est établi ce coefficient de 0,45 appliqué à l'énergie éolienne
- b)** Si ce coefficient est établi par rapport à des valeurs de production réelles pour ces mois, veuillez fournir ces données pour chaque mois pour l'ensemble des parcs éoliens en service identifiés à l'annexe 4 du document cité en référence.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-2

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 4-11 :

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = \underline{0,30 \times PÉ} + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

PPCH = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Demande(s) :

- a) Comment est établi ce coefficient de 0,30 appliqué à l'énergie éolienne
- b) Si ce coefficient est établi par rapport à des valeurs de production réelles pour ces mois, veuillez fournir ces données pour chaque mois pour l'ensemble des parcs éoliens en service identifiés à l'annexe 4 du document cité en référence.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-3

Références :

i) **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 4-11 :

Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = 0,45 \times \underline{PÉ} + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0,30 \times \underline{PÉ} + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$$

Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

PPCH = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

ii) Hydro-Québec Distribution a convenu, il y a plusieurs années, avec TransÉnergie de la possibilité que de la production éolienne de Gaspésie-Bas-Saint-Laurent (à l'est des lignes Rivière-du-Loup-Rimouski) puisse être délestée, vu l'insuffisance du réseau de transport à recevoir, durant certaines périodes, une partie de la production éolienne qui s'y trouve (**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010 Phase 1, Pièce B-0019, HQT-3 Doc 1 v.r., pages 18-19, Réponse 8.3 à FCEI).

Ce besoin éventuel de délestage de production éolienne tient déjà compte de l'abandon des projets de parcs *Sky Power* et *Les Méchins*, comme TransÉnergie l'a précisé à SÉ-AQLPA (**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010, Pièce B-0016, HQT-4 Doc 1, page 10, Réponse 1.7d à SE AQLPA, Tableau). Ce besoin éventuel de délestage a par ailleurs été annoncé après que l'abandon du projet de parc du Bas Saint-Laurent à *Sainte-Luce* eut été déjà connu (**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-3742-2010 Phase 1, Pièce B-0007, HQD-1, Doc. 1 v.r., page 13, note infrapaginale 4), parc qui sera peut-être déplacé dans une autre région par un autre promoteur si la Régie approuve ces modifications contractuelles.

Hydro-Québec Distribution a récemment confirmé que ces mêmes conditions de délestage éventuel de production éolienne continueront de s'appliquer à l'ajout des nouveaux parcs éoliens communautaires du réseau Matapédia, dont les contrats sont présentement en cours d'examen par la Régie (**HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3774-2011, Pièce B-0026, Réponse du distributeur, page 4 *in fine*).

Demande(s) :

a) Devons-nous comprendre de la référence (i) que, lorsque le Distributeur déleste de la production éolienne (par exemple en raison de la saturation de la capacité du réseau de transport Matapédia de recevoir une partie de cette production éolienne tel qu'indiqué aux références (ii)), l'entente globale de modulation contraindra le Producteur à compenser ce délestage en garantissant un retrait équivalent ?

b) Veuillez expliquer comment l'Entente s'applique lorsque le Distributeur doit délester de la production éolienne. Veuillez illustrer votre réponse d'un exemple.

c) Quelle quantité de délestage de production éolienne du réseau Matapédia (à l'est des lignes Rivière-du-Loup-Rimouski) est prévue en janvier-février-mars-décembre pour chacune des années 2012, 2013 et 2014. Veuillez exprimer votre réponse à la fois i) en nombre de délestages prévus par an en janvier-février-mars-décembre, ii) en kWh et équivalent MW de chaque délestage survenant en janvier-février-mars-décembre, iii) en total des GWh et équivalents MW par année en janvier-février-mars-décembre, puis iv) en pourcentage de la

production éolienne totale annuelle (en janvier-février-mars-décembre) prévue en GWh du réseau Matapédia que représentent ces délestages. Si vous n'avez pas de chiffres précis, veuillez à tout le moins fournir un estimé qui nous permette d'avoir un ordre de grandeur. Par exemple, nous souhaitons notamment savoir si l'on parle de 1 %, de 5 %, etc. de la production éolienne totale annuelle prévue du réseau Matapédia.

d) Même question que (c) pour chaque année en 2012, 2013 et 2014, quant aux huit mois d'avril à novembre.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-4

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 4-11 :

Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = 0,45 \times PÉ + \underline{0,40 \times PPCH} + 0,90 \times PCCB$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0,30 \times PÉ + \underline{0,40 \times PPCH} + 0,90 \times PCCB$$

Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

PPCH = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Demande(s) :

a) Comment est établi ce coefficient de 0,40 appliqué à l'énergie de la petite hydraulique?

b) Si ce coefficient est établi par rapport à des valeurs de production réelles pour ces mois, veuillez fournir ces données pour chaque mois pour l'ensemble des centrales hydrauliques en service identifiés à l'annexe 4 du document cité en référence

c) Est-ce que les données statistiques du Distributeur permettent de fixer le même coefficient pour les mois d'hiver et les mois d'été ? Veuillez élaborer et justifier.

d) Veuillez fournir ces données pour tous les mois de l'année pour l'ensemble des petites centrales hydrauliques.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-5

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 4-11 :

Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = 0,45 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + \underline{0,90 \times PCCB}$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0,30 \times PÉ + 0,40 \times PPCH + \underline{0,90 \times PCCB}$$

Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

PPCH = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Demande(s) :

- a) Comment est établi ce coefficient de 0,90 appliqué à l'énergie de la biomasse ?
- b) Si ce coefficient est établi par rapport à des valeurs de production réelles pour ces mois, veuillez fournir ces données pour chaque mois pour chacune des centrales hydrauliques en service identifiés à l'annexe 4 du document cité en référence.
- c) Est-ce que les données statistiques du Distributeur permettent de fixer le même coefficient pour les mois d'hiver et les mois d'été ? Veuillez élaborer et justifier.
- d) Selon les standards nord américains quel est le taux d'indisponibilité forcée des machines thermiques (turbine-alternateur) associées à la production par biomasse?
- e) Selon les données du Distributeur, quel est le taux d'indisponibilité forcée réel des machines thermiques (turbine-alternateur) identifiés à l'annexe 4 du document cité en référence.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-6

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 8 (lignes 6 et 7) et pages 17-19 (tableaux 3.1, 3.2, 3.3) :

les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau.

Demande(s) :

- a) Veuillez énumérer les services complémentaires additionnels requis par la production variable et la fiabilité du réseau.
- b) Veuillez confirmer que les coûts de puissance complémentaire ainsi que les services complémentaires seraient requis même sans l'entente de modulation, comme semblent le montrer les tableaux de 3.1 à 3.3.
- c) Si oui, pourquoi inclure ces services à l'entente?

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-7

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 14-18 :

Par ailleurs, le Distributeur peut demander la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie. Toutefois, pour chacune des heures où la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, le Producteur pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie.

Demande(s) :

- a) À quel pourcentage des heures des quatre mois d'hiver de 2012, la demande de 32 000 MW correspond-elle ?
- b) Est-ce qu'une telle demande se produit durant les mois d'avril à novembre ? Veuillez fournir cette information pour chacune des années 2012, 2013 et 2014.
- c) Veuillez décrire comment ce seuil contractuel de 32 000 MW a été établi et justifier ce choix.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-8

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 19-22.

Demande(s) :

a) Veuillez indiquer les avantages et les désavantages à baser l'Entente sur l'année de calendrier, plutôt que sur une période de 12 mois qui commencerait au début de l'hiver (de manière à inclure dans la même année tous les mois d'un même hiver).

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-9

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 9, lignes 23-24 :

À l'intérieur d'une année, le Distributeur devra utiliser, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition afin d'éviter un solde négatif du compte de modulation.

Demande(s) :

a) Veuillez décrire les caractéristiques d'une année où le solde de fin d'année du compte de modulation serait négatif.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-10

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, pages 17-19 et 36-38.

Demande(s) :

a) Aux tableaux 3.1 à 3.3, les coûts des scénarios sans modulation sont respectivement, pour 2012 à 2014, de 38,9 M\$, 7,6 M\$ et de -15 M\$ alors que les coûts associés à l'Intégration éolienne sont respectivement de 60,3 M\$, 47 M\$ et de 36,9 M\$. Comment expliquez-vous le coût plus élevé de l'entente d'intégration éolienne ?

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-1-11

Référence : HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3775-2011, Pièce B-0005, HQD-1, Document 1, page 20, lignes 12-15 :

Considérant les surplus moins importants en 2012, les cas climatologiques très froids sont les seuls pour lesquels la modulation entraînerait une augmentation des coûts, estimée à 7 M\$ pour la moyenne des 7 cas sur les 36 qui sont situés au-delà d'un écart type sur la demande annuelle.

Demande(s) :

- a)** Quels sont les éléments qui amènent, dans le contexte d'une climatologie froide, l'entente de modulation à être plus coûteuse que le scénario sans modulation ?
 - b)** Le Distributeur ne peut-il pas, à la fin d'un mois de janvier très froid modifier sa stratégie d'approvisionnement pour les mois à venir de façon à se rapprocher du scénario sans modulation ?
 - c)** Même question après des mois de janvier et février très froids ?
-