

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE S.É./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 ;

PE = 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

**Réponse :**

**Le 45 % correspond à la contribution en puissance propre à la production éolienne (30 %) ajoutée à la puissance complémentaire fournie par le Producteur (15 %).**

- 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.

**Réponse :**

**Sans objet.**

**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 ;

*PE* = 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

**Réponse :**

**Le 30 % correspond à la contribution en puissance propre à la production éolienne.**

**Voir rapport sur la contribution en puissance de la production éolienne sur le site de la Régie:**

[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport\\_Contribution%20en%20puissance%20.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf)

- 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.

**Réponse :**

**Sans objet.**

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

*Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :*  
 $VHG = 0,30 \times \underline{PE} + 0,40 \times PPCH + 0,90 \times PCCB$

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 ?

**Réponse :**

**Le plafonnement de l'éolien survient lors de la présence simultanée de deux conditions :**

- i- **La production éolienne est élevée ;**
- ii- **La charge de la région Gaspésienne est faible.**

**Dans un tel cas, il est vraisemblable que la charge sur le réseau principal serait également faible. Ainsi, une telle situation se traduirait**

**généralement par une réduction des ajouts nets au compte de modulation.**

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

**Réponse :**

**Les ajouts au compte correspondent à la production horaire réelle des contrats assujettis.**

**Voir également la réponse à la question 1.3.a.**

**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.

**Réponse :**

**Aucun plafonnement de production éolienne n'est prévu sur la période 2012-2014.**

**Voir aussi la réponse à la question 1.3-a.**

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

**Réponse :**

**Voir réponse à la question 1.3-c.**

**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?

**Réponse :**

**Le 40 % reflète la contribution en puissance anticipée des petites centrales hydroélectriques, tel qu'indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).**

**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

**Réponse :**

**Sans objet.**

**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.

**Réponse :**

**Sans objet.**

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

**Réponse :**  
**Sans objet.**

**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 ?

**Réponse :**  
**Le 90 % reflète la contribution en puissance anticipée des centrales de biomasse tel qu'indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).**

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.

**Réponse :**  
**Sans objet.**



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.

**Réponse :**

**Sans objet.**

d) Selon les standards nord américains quel est le taux d'indisponibilité forcée des machines thermiques (turbine-alternateur) associées à la production par biomasse?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

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.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

#### **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.

**Réponse :**

**Voir la section 2.6 de la pièce HQD-1, Document 1.**

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.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

c) Si oui, pourquoi inclure ces services à l'entente?

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 4.3 et 5.6 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.**

**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 ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 10.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

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.

**Réponse :**

**Pour les 36 climatologies étudiées, il n'y a aucune valeur supérieure à 32 000 MW en moyenne durant les mois d'avril à novembre, et ce, pour chacune des années de l'Entente.**

c) Veuillez décrire comment ce seuil contractuel de 32 000 MW a été établi et justifier ce choix.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 10.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

***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).

**Réponse :**

**Puisque l'électricité patrimoniale est répartie sur une année civile, donc du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre, il est opportun d'établir le compte de modulation sur la même fenêtre de temps.**

***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.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.3 de l'UMQ à la pièce HQD-2, Document 9.**

**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 ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 15.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.**

**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 ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.1 de l'UMQ à la pièce HQD-2, Document 9.**

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 ?

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 12.1 de l'UMQ à la pièce HQD-2,  
Document 9.

c) Même question après des mois de janvier et février très froids ?

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 12.1 de l'UMQ à la pièce HQD-2,  
Document 9.