

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3775-2011

DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C. (« EBM »)
ADRESSÉE AU DISTRIBUTEUR**

Montréal, le 25 octobre 2011

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING S.E.C. (« EBM »)
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

1. **Références :** (i) HQD-1, Document 1, page 5, lignes 5 à 11 :
(ii) Décret 352-2003, Gouvernement du Québec
(iii) Décret 926-2005, Décret 1043-2008 et Décret 1045-2008,
Gouvernement du Québec

Préambule :

- (i) « Cette entente vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne dont dispose le Distributeur. Le gouvernement du Québec, lors de l'adoption des règlements encadrant l'acquisition des différents blocs d'énergie éolienne par le Distributeur, spécifiait que ceux-ci devaient être assortis d'une « garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme d'une convention d'équilibrage¹ » ou d'un « service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne. »

(Nos soulignés)

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si l'entente globale cadre ne pourrait pas répondre aux exigences du gouvernement du Québec mentionnées en préambule. Veuillez justifier votre réponse.
- 1.2 Veuillez indiquer si la puissance hydroélectrique installée au Québec n'appartenant pas à Hydro-Québec (ex : Rio-Tinto Alcan, Énergie La Lièvre, etc) peut fournir le service décrit dans le préambule (voir souligné).
- 1.3 Veuillez fournir la liste des centrales d'Hydro-Québec Production qui sont mises à contribution dans le cadre de l'Entente globale de modulation (ci-après l'« Entente »).
- 1.4 Est-ce que la centrale Churchill Falls fait partie des centrales mises à contribution pour fournir la puissance incluse dans l'Entente?
- 1.5 Veuillez expliquer en quoi l'Entente constituerait selon le Distributeur un équivalent à l'entente d'intégration éolienne dont il est fait référence dans le préambule. Dans votre réponse, veuillez décrire les caractéristiques de l'Entente qui sont similaires à l'entente d'intégration éolienne et les caractéristiques qui sont différentes entre ces deux ententes.
- 1.6 Le Distributeur considère-t-il que l'Entente proposée est conforme aux décrets dont il est fait mention dans les « Références » (ci-après les « Décrets ») et si oui, veuillez justifier pourquoi? Dans le cadre de votre réponse, veuillez indiquer si le fait que l'Entente ne prévoit pas des livraisons uniformes tout au long de l'année représentant 35 % de la puissance installée des parcs éoliens en service commercial répond néanmoins aux exigences de ces mêmes Décrets.

1.7 En quoi l'Entente proposée prévoit une « garantie de puissance installée »? Dans le cadre de votre réponse, veuillez indiquer de façon spécifique les paragraphes de l'Entente qui réfèrent à cette garantie de puissance installée.

2. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 6, lignes 18 à 20 :

Préambule :

« En effet, la demande prévue pour les prochaines années fait état de surplus en été qui pourront, avec l'Entente, être utilisés pour combler des besoins en hiver. »

Demandes :

2.1 Veuillez fournir le bilan de puissance fourni par Hydro-Québec au NPCC pour l'hiver dernier et l'hiver prochain.

2.2 Quel est l'apport de la production éolienne dans le bilan d'Hydro-Québec offert au NPCC?

2.3 Quel est le facteur d'utilisation de la production retenu par le NPCC afin de déterminer l'apport de cette production en puissance?

2.4 Est-ce que le NPCC considère un apport en puissance de 45% de la production éolienne durant les mois d'hiver dans le bilan d'Hydro-Québec?

2.5 Veuillez fournir la liste des centrales qui font partie du bilan de puissance fourni au NPCC?

2.6 Veuillez démontrer à l'aide de données mensuelles prévisionnelles pour les trois prochaines années (2012, 2013 et 2014) les données suivantes :

- a) Les besoins en énergie et en puissance du Distributeur;
- b) L'énergie et la puissance provenant du contrat d'énergie patrimoniale;
- c) L'énergie et la puissance provenant du portefeuille post-patrimonial en ventilant chacun des contrats;

3. **Références :** (i) HQD-1, Document 1, page 6, ligne 20 à page 7, ligne 2 :
(ii) HQD-7, Document 11 du dossier R-3748-2010 :

Préambule :

(i) « L'Entente permettra ainsi de réduire les transactions de court terme et de revendre, à prix avantageux, les quantités restantes d'énergie en surplus, le cas échéant. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer ce que représente un « prix avantageux » en fonction du prix de la zone M. Veuillez justifier votre réponse en fournissant notamment les bases de comparaison.
- 3.2 Afin d'évaluer la performance des activités de revente du Distributeur, veuillez fournir les informations suivantes pour chacune des transactions (appels d'offres, ententes bilatérales et ventes directes au Producteur) de revente effectués depuis le 1^{er} janvier 2007 jusqu'à ce jour :
 - a) La quantité vendue et la période de vente (par exemple : un bloc de 100 MWh pour les mois de juin à septembre 2007);
 - b) Les prix de vente par MWh des surplus pour chaque quantité vendue dont il est fait référence à 3.2 a) pour la période mentionnée à 3.2 (par exemple 50\$CA par MWh);
4. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 7, lignes 2 et 3 :

Préambule :

« De plus, elle fournira une puissance complémentaire en hiver et les services complémentaires additionnels requis. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez confirmer que la puissance complémentaire dont il est question en préambule ne proviendra pas des parcs éoliens visés par l'Entente.
- 4.2 Veuillez confirmer quelles seront les installations du Producteur qui serviront à fournir cette puissance complémentaire.
- 4.3 Veuillez confirmer si cette puissance complémentaire pourrait être fournie par d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec Production.
- 4.4 Veuillez indiquer si Hydro-Québec Distribution a vérifié auprès de d'autres fournisseurs si cette puissance complémentaire pouvait être fournie. Si oui lesquels?
- 4.5 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'acquiert pas cette puissance par appel d'offres.
- 4.6 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur passe outre à l'appel d'offres.

5. **Références** : (i) HQD-1, Document 1, page 7, lignes 6 et 9 :
(ii) Décision D-2006-27, page 11:

Préambule :

(i) « Il n'existe aucun équivalent à l'Entente dans le marché, puisque ses modalités répondent spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur. De plus, il appert que seul le Producteur est à même de fournir le service de modulation, les contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne. »

(ii) « Le Distributeur présente deux exemples de services d'équilibrage éolien proposés par Bonneville Power Administration (BPA). Cependant, l'un de ces services ne serait pas utilisé et l'autre serait sous contrat pour une quantité très faible : 7 MW. Un intéressé suggère que le Distributeur suive le développement de différents services liés à l'intégration d'énergie éolienne dans un réseau et dépose les résultats de cette veille dans le cadre de son Plan 2008-2017.

La Régie examinera à nouveau le besoin d'un service d'équilibrage dans le cadre de l'étude du Plan 2008-2017. Elle demande au Distributeur de déposer alors un balisage plus complet des moyens d'équilibrage utilisés dans d'autres pays ou juridictions, en particulier là où la pénétration éolienne est significative. »

Demandes :

- 5.1 Veuillez indiquer si les réseaux voisins, tels que l'état de New York et l'Ontario, ont des quantités importantes d'énergie éolienne à intégrer sur leur réseau. Veuillez en décrire l'ampleur.
- 5.2 Veuillez décrire comment les réseaux voisins, tels que l'État de New York et l'Ontario, intègrent leur génération éolienne.
- 5.3 Est-ce que l'intégration de l'énergie éolienne sur les réseaux voisins cause des problématiques (ex : hausses des besoins de services complémentaires) similaires à celles engendrées au Québec?
- 5.4 Est-ce que les services complémentaires inclus dans cette Entente existent dans les réseaux voisins?
- 5.5 Le Distributeur a-t-il effectivement procédé à un balisage des moyens d'équilibrage utilisés dans d'autres pays ou juridictions tel que demandé dans la décision D-2006-27 mentionnée en référence? Si oui, veuillez déposer les résultats de ce balisage. Si non, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne l'a pas fait.
- 5.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié pour chacun des services inclus dans l'Entente si ces services pouvaient être offerts par d'autres fournisseurs potentiels. Si oui, veuillez indiquer quels sont les fournisseurs avec qui vous avez effectué ces vérifications. Si non, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'a pas jugé opportun de le faire.

5.7 Sur quelles bases le Distributeur peut-il affirmer que seul le Producteur serait à même de fournir le service d'achat et de rachat d'énergie?

6. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 7, lignes 9 à 12 :

Préambule :

« En outre, le service de modulation ne constitue pas un nouvel approvisionnement mais plutôt un moyen opérationnel d'optimisation des approvisionnements existants. L'Entente n'est donc pas visée par la procédure d'appels d'offres. »

Demandes :

6.1 Dans le mesure où le Producteur peut être appelé à fournir plus d'énergie (solde négatif) que ce qui est prévu aux contrats assujettis par l'Entente, veuillez expliquer en quoi ce contrat ne constitue pas un nouvel approvisionnement assujetti aux dispositions d'appel d'offres en vertu de la loi et de la réglementation applicable.

6.2 Veuillez expliquer en quoi la composante puissance complémentaire de l'Entente ne constitue pas un nouvel approvisionnement.

6.3 Veuillez justifier pour quels motifs le Distributeur considère qu'il n'a pas à se soumettre à la procédure d'appels d'offres relativement au service de puissance complémentaire.

6.4 Veuillez expliquer en quoi les services complémentaires additionnels ne constituent pas de nouveaux approvisionnements.

6.5 Veuillez expliquer pour quels motifs les services complémentaires additionnels ne sont pas visés par la procédure d'appels d'offres.

7. **Références :** (i) HQD-1, Document 1, page 7, lignes 13 à 15 :

(ii) *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie, R.R.Q. c. R-6.01 r.1 (ci-après le « Règlement »)*

Préambule :

(i) « L'Entente a donc été conclue avec le Producteur, en conformité avec les orientations présentées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020. La présente demande vise à obtenir l'approbation de la Régie sur cette entente. »

Demande :

7.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur en signant cette Entente s'est assuré qu'il respectait l'alinéa 6 du Règlement en l'absence d'une décision rendue sur le plan d'approvisionnement.

8. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 7, lignes 23 à 27 :

Préambule :

« Les contrats avec le Producteur sont également exclus de l'Entente, parce qu'ils font déjà l'objet de conventions qui augmentent leur flexibilité.

L'Entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et les moyens dont dispose le Distributeur et, de ce fait, réduira le recours aux transactions de court terme. »

Demandes :

- 8.1 Veuillez indiquer si vous avez considéré l'impact de cette Entente relativement au nombre de contreparties avec lesquelles le Distributeur transige tant pour l'achat d'électricité que pour la revente de surplus.
- 8.2 Au niveau des transactions de court terme, veuillez indiquer pour les trois années de l'Entente quelle est la quantité de transactions initiales considérées et ce qui restera comme quantité de transactions possibles une fois l'Entente approuvée.

9. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 8, lignes 3 à 7

Préambule :

« L'Entente comporte 3 services :

- un service de modulation ;
- une composante puissance complémentaire ;
- les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. »

Demandes :

- 9.1 Veuillez indiquer si, techniquement, l'Entente pourrait être scindée en plusieurs blocs ou services?
- 9.2 Êtes-vous d'accord que le service de modulation pourrait être remplacé par des transactions d'achats et de reventes?
- 9.3 Veuillez confirmer si d'autres contreparties qu'Hydro-Québec Production pourraient offrir un service d'achats et de reventes d'électricité. Veuillez énumérer la liste de contreparties possibles au Québec et hors Québec.

- 9.4 Veuillez indiquer si Hydro-Québec (HQD ou Hydro-Québec avant la séparation fonctionnelle) a déjà acheté à une contrepartie un service d'achat et revente d'électricité du type « Banking » ayant des similitudes avec le service de modulation.
- 9.5 Veuillez indiquer si les besoins en puissance inclus dans cette Entente pourraient être remplacés par la puissance provenant de générateurs hydroélectriques n'appartenant pas à Hydro-Québec?
- 9.6 Avez-vous vérifié l'intérêt de fournisseurs potentiels de puissance complémentaire? Si non, veuillez expliquer pourquoi.
- 9.7 Avez-vous vérifié quels sont les prix disponibles pour ce qui a trait à la puissance complémentaire? Si oui, veuillez les fournir. Si non, veuillez expliquer pourquoi vous n'avez pas fait cette vérification.
- 9.8 Est-ce que les services complémentaires inclus dans cette Entente pourraient provenir d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec?
- 9.9 Avez-vous vérifié l'intérêt de ces autres fournisseurs potentiels? Si non, veuillez indiquer pourquoi.
- 9.10 Avez-vous vérifié quels sont les prix disponibles relativement aux services complémentaires additionnels requis dont il est fait référence dans le préambule? Si oui, veuillez les fournir. Si non, veuillez expliquer pourquoi vous n'avez pas fait cette vérification.
10. **Références** : (i) HQD-1, Document 1, page 8, lignes 11 à 14 :
(ii) HQD-1, Document 2, page 14 :

Préambule :

- (i) « L'Entente peut toutefois être résiliée à la fin de chaque année si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon substantielle ou si l'exploitation du parc de production du Producteur subit un impact significatif non anticipé. »
- (ii) « 5.2 Chaque Partie peut résilier la présente entente à la fin de chaque année, selon les modalités prévues aux paragraphes 5.2.1 et 5.2.2, si (i) les conditions du marché de l'électricité sont substantiellement modifiées ou si (ii) un impact significatif non anticipé sur l'exploitation du parc de production du Producteur survient. »

Demandes :

- 10.1 Qu'entend-on par l'expression « conditions du marché d'électricité sont substantiellement modifiées »?
- 10.2 Que veut dire cette expression pour le Distributeur?
- 10.3 Que veut dire cette expression pour le Producteur à votre connaissance?

- 10.4 Veuillez fournir des exemples où les conditions de marché pourraient inciter le Distributeur à résilier l'Entente?
- 10.5 Veuillez fournir des exemples où les conditions de marché pourraient inciter le Producteur à résilier l'Entente?
- 10.6 Si les prix variaient à la hausse ou à la baisse, est-ce que cela constituerait une modification substantielle aux conditions de marché?
- 10.7 Les parties ont-elles convenu respectivement de balises qui pourraient justifier de part et d'autre de la nécessité de mettre fin à l'Entente.
- 10.8 Veuillez expliquer comment ce droit de résiliation s'inscrit dans la demande de garantie d'équilibrage prévus aux Décrets.
- 10.9 Veuillez expliquer le sens à donner à l'expression « impacts significatifs non anticipés subis à l'exploitation du parc de production du Producteur ».
- 10.10 Veuillez expliquer l'impact d'une résiliation de l'Entente effectuée par le Distributeur.
- 10.11 Veuillez expliquer l'impact d'une résiliation de l'Entente effectuée par le Producteur.
- 10.12 Est-ce que la résiliation de l'Entente doit être approuvée par la Régie?

11. **Référence** : HQD-1, Document 1, page 8, lignes 23 à 25 :

Préambule :

« Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation sera de 7 \$ CA/MWh, applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation. »

Demandes :

- 11.1 Veuillez expliquer comment la valeur du service de modulation de 7\$ CA/MWh a été déterminée?
- 11.2 Veuillez fournir la démonstration que ce prix de 7\$ est le prix le plus bas.
- 11.3 Veuillez fournir les justificatifs démontrant que ce prix est adéquat dans les circonstances pour l'offre de services comparables.

12. **Référence** : HQD-1, Document 1, page 9, lignes 1 à 18 :

Préambule :

« 2.3 Quantités maximales applicables aux retraits

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 :

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

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

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

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.

Le Producteur est tenu d'honorer les programmes de retraits jusqu'à la valeur horaire garantie.

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. »

(Nos soulignés)

Demandses :

- 12.1 Veuillez fournir le taux d'utilisation horaire moyen sur une base mensuelle du parc de production éolienne depuis novembre 2006.
- 12.2 Il est indiqué au préambule que le Distributeur peut demander la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie. Veuillez indiquer quel est le volume maximal que le Distributeur peut demander comme livraison sur une base horaire?
- 12.3 Basé sur les données historiques 2007-2011, veuillez fournir le nombre d'heures moyen sur une année où la limite de 32 000 MW serait atteinte?
13. **Références** : (i) HQD-1, Document 1, page 9, ligne 23 à page 10, ligne 13 :
(ii) HQD-1, Document 2, page 4 :

Préambule :

(i) « 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 Si, malgré l'utilisation de ces moyens, le solde de fin d'année s'avérait négatif, le prix pour l'énergie

de ce solde correspondra au prix des dépassements de l'entente cadre (article 7.1.3), soit 91,54 \$/MWh en 2012¹³, indexé par la suite de 2,5 % par année.

Si, à la fin d'une année, le solde du compte de modulation est positif, c'est-à-dire que le Distributeur a utilisé moins d'énergie qu'il en a versée dans le compte, le Producteur paiera au Distributeur, pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule qui suit :

- Pour le premier TWh : prix DAM du marché de NY zone M (\$ US/MWh), moins 5 \$ US/MWh ;
- Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 \$ US par TWh additionnel.

Cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Toutefois, le prix d'achat du solde de modulation est soumis à un prix plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale. »

(ii) « Le Distributeur doit utiliser, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition pour éviter un solde négatif du *compte de modulation* à la fin de la dernière heure du 31 décembre de chaque année. »

Demandes :

- 13.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un prix basé sur un indice de marché pour un solde positif et un prix fixe indexé pour un solde négatif?
- 13.2 Veuillez justifier pourquoi la tarification du solde négatif n'est pas fonction d'une référence au prix de marché.
- 13.3 Veuillez justifier l'établissement du prix proposé de 91,54 \$ dans le contexte d'un solde négatif.
- 13.4 Veuillez justifier le bien-fondé du taux d'indexation de 2.5 % par année.
- 13.5 Veuillez fournir la justification que le prix proposé dans un contexte de solde négatif est le moins cher.
- 13.6 Veuillez énumérer et qualifier la liste de tous les moyens à la disposition du Distributeur pour éviter un solde négatif.
- 13.7 Veuillez expliquer de façon concrète comment le Distributeur tentera d'éviter un solde négatif.
- 13.8 Existe-t-il un véritable incitatif au Distributeur pour éviter de vendre à son affilié l'écart se trouvant dans le solde négatif au prix de 91,54 \$ CDN/MWh?
- 13.9 Veuillez justifier à l'aide d'une analyse empirique la détermination d'une pénalité de 5\$ par MWh au prix de revente des surplus du solde du Distributeur pour le premier TWh?

- 13.10 Dans le contexte d'un solde positif, veuillez justifier qu'il s'agit du meilleur prix pour le Distributeur pour la revente de surplus.
- 13.11 Veuillez fournir une analyse récente valable pour les trois années de l'Entente de l'impact d'une vente massive d'électricité sur les interconnexions à l'égard des prix justifiant la pénalité de 5\$.
- 13.12 Veuillez indiquer quels sont les volumes additionnels estimés qui seraient en cause.
- 13.13 Veuillez justifier à l'aide d'une analyse empirique la détermination d'une pénalité supplémentaire de 1\$ par MWh pour chacun des TWh de surplus incrémentaux.
14. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 10, lignes 16 à 21 :

Préambule :

Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournira au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre. Cette quantité, au-delà des 30 % de contribution en puissance propre à la production éolienne, porte à 45 % la puissance fournie par les parcs éoliens. »

(Nos soulignés)

Demandes :

- 14.1 Veuillez confirmer que la puissance complémentaire de 15 % ne provient pas des contrats éoliens.
- 14.2 Veuillez confirmer que la puissance complémentaire provient des centrales Hydro-électriques qui appartiennent au Producteur.
- 14.3 Veuillez confirmer si dans les bilans en puissance au NPCC le Distributeur entend inclure cette puissance complémentaire de 15 % en tant que puissance provenant de centrales éoliennes.
- 14.4 Veuillez confirmer que le chiffre de 30 % de puissance installée fourni au NPCC est lié uniquement à la production éolienne sans aucune autre contribution provenant de source autre.

15. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 10, ligne 24 à page 11, ligne 5 :

Préambule :

« Le prix de la puissance, exprimé en \$ US/kW-mois, s'applique au mois visé et correspond à la valeur la plus élevée entre :

i) 2 \$ US ;

ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State », pour le mois visé, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction »¹⁴ – ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO. »

Demandes :

- 15.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un prix plancher de 2 \$ US/kW-mois.
 - 15.2 Veuillez justifier que ce mécanisme de prix représente le plus bas prix possible pour le Distributeur.
 - 15.3 Veuillez fournir les prix historiques mensuels de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State » pour la période couvrant janvier 2007 à octobre 2012.
 - 15.4 Veuillez fournir les prix mensuels de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State » pour l'hiver 2011-2012.
16. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 11, lignes 12 à 20 :

Préambule :

« Le Transporteur est responsable de déterminer les besoins additionnels des services de régulation fréquence-puissance (RFP) et de maintien des réserves d'exploitation, incluant la réserve tournante et la réserve arrêtée. Aucune quantité additionnelle pour ces services n'est actuellement requise.

Les prix applicables aux services additionnels requis, le cas échéant, sont dérivés essentiellement des paramètres de tarification de ces services dans les Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec. Les modalités précises de calcul sont définies à l'annexe 2 de l'Entente et conduisent à des prix annuels de 13 500 \$/MW pour le RFP, de 49 700 \$/MW pour la réserve tournante et de 49 600 \$/MW pour la réserve arrêtée.»

Demandes :

- 16.1 Veuillez préciser si ces services complémentaires sont requis présentement. Si oui, veuillez indiquer quelle est la tarification actuelle pour ces services en fournissant un exemple. Si non, veuillez expliquer :
 - i) pourquoi ils ne sont pas requis présentement? et
 - ii) pourquoi le Distributeur envisage qu'ils seront requis dans les trois prochaines années?
- 16.2 Veuillez fournir les prix des produits mentionnés en préambule (RFP, réserve tournante et réserve arrêtée) dans les réseaux voisins suivants : Ontario, NYISO, NEISO, NBSO.

- 16.3 Veuillez indiquer quels sont les prix annuels par MW pour les trois produits mentionnés en préambule (RFP, réserve tournante et réserve arrêtée) offerts par le Transporteur dans les *Tarifs et conditions* présentement en vigueur.
- 16.4 Veuillez fournir un exemple de calcul de la tarification du Transporteur en comparaison avec l'application proposée ici pour le Distributeur en fonction des différentes charges visées.
- 16.5 Veuillez indiquer si d'autres fournisseurs que le Producteur pourraient offrir les divers services complémentaires offerts dans cette Entente.
17. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 12, lignes 12 à 15 :

Préambule :

« Le prix applicable à la prestation additionnelle de service de suivi de la charge est établi à 150 % du prix du service de RFP, tel que déterminé en fonction des dispositions décrites à la section 2.6.1. Le prix annuel s'établit donc à 20 250 \$/MW [soit 13 500 \$/MW × 150 %]. »

Demande :

- 17.1 Veuillez expliquer l'utilisation du pourcentage de 150 % dans l'établissement du prix annuel.
18. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 13, lignes 4 à 14 :

Préambule :

« L'objectif premier de l'Entente est de permettre au Distributeur d'équilibrer son bilan en énergie en favorisant une meilleure adéquation horaire entre les besoins et l'offre, facilitant ainsi la répartition annuelle des approvisionnements. En effet, puisque des surplus sont anticipés pour les prochaines années, l'Entente permettra d'utiliser au cours des mois d'hiver les surplus générés pendant les autres mois de l'année.

Le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale, qui constitue la source d'approvisionnement la moins coûteuse du Distributeur. Il permettra également de réduire de façon considérable les transactions de court terme et ainsi éviter les coûts importants rattachés à ces transactions (pertes électriques, coûts de transport, frais de courtage et services complémentaires sur les marchés hors Québec). »

(Nos soulignés)

Demandes :

- 18.1 Veuillez fournir une prévision mensuelle des surplus en énergie du Distributeur, correspondant à l'énoncé souligné en préambule, pour les 36 mois correspondant à la période de l'Entente (Janvier 2012 à Décembre 2014).

- 18.2 Veuillez indiquer comment le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale.
- 18.3 Veuillez indiquer comment le service de modulation affectera l'utilisation de l'entente d'énergie différée conclue avec HQP.
- 18.4 Veuillez indiquer comment le service de modulation affectera l'utilisation de l'entente globale cadre conclue avec HQP.

19. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 13, lignes 14 à 17 :

Préambule :

« D'une part, l'Entente réduira significativement les achats de court terme, étant donné la possibilité pour le Distributeur de procéder à des retraits du compte de modulation presque sans contraintes en hiver, soit lorsque les besoins réguliers du Distributeur sont inférieurs à 32 000 MW. »

Demandes :

- 19.1 Veuillez indiquer si les heures de plus grand dépassement de l'entente cadre correspondent aux heures où la charge du Distributeur est supérieure à 32 000 MW.
- 19.2 Veuillez fournir en format Excel les données historiques horaires suivantes en MW, pour la période 2007 à 2010 inclusivement:
- a) les besoins horaires en énergie du Distributeur;
 - b) l'énergie provenant du contrat patrimonial;

20. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 15, lignes 12 à 21 :

Préambule :

« À l'exception de la production éolienne, les simulations horaires réalisées considèrent les mêmes approvisionnements de long terme. Ainsi, les quantités d'énergie provenant des contrats de biomasse, des petites centrales hydrauliques, de la centrale de TCE (dont les livraisons d'énergie sont toutefois prévues être suspendues pour 2012 à 2014), du contrat en base et des conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d' une même année. Toutefois, l'utilisation du contrat cyclable avec le Producteur, les achats de court terme, les reventes anticipées et l'utilisation de l'électricité patrimoniale varient en fonction des différents scénarios offre-demande analysés. Seuls ces éléments, en plus des services propres à l'Entente, ont un impact sur le bilan en énergie et les coûts d'approvisionnement du Distributeur. »

(Nos soulignés)

Demandses :

- 20.1 Veuillez fournir les prix annuels moyens par MWh du contrat de base pour les années 2012, 2013 et 2014.
- 20.2 Veuillez fournir les prix annuels moyens par MWh du contrat patrimonial pour les années 2012, 2013 et 2014.
- 20.3 Lors de l'application de l'Entente, advenant une année de très faible demande, est-ce que le Distributeur compte maintenir les livraisons des conventions d'énergie différée inchangées comme il l'a fait dans ses simulations?
- 20.4 Lors de l'application de l'Entente, advenant une année de très faible demande, est-ce que le Distributeur compte réduire l'utilisation du contrat patrimonial comme il l'a fait dans ses simulations?

21. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 15, ligne 27 à page 16, ligne 1 :

Préambule :

« Advenant une production éolienne moindre que prévue, le Distributeur ne pourrait livrer les quantités auxquelles il s'est engagé, à défaut de quoi il revendrait de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur estime, suivant une position conservatrice, que 50 % des reventes prévues dans le scénario sans modulation constitueraient plutôt de l'électricité patrimoniale inutilisée. »

Demande :

21.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a tenu compte de la flexibilité de son contrat cyclable dans son analyse décrite en préambule. Si oui, veuillez expliquer comment.

22. **Référence :** HQD-1, Document 1, pages 17 à 19, tableaux 3.1 à 3.3 :

Demandses :

- 22.1 Veuillez confirmer que le terme « inutilisé » dans les tableaux en référence fait référence à l'énergie patrimoniale.
- 22.2 Veuillez justifier les valeurs de prix (\$/MWh) dans les sections « Inutilisé ».
- 22.3 Veuillez refaire les analyses présentées dans les tableaux en référence en modifiant les hypothèses suivantes :
 - a) prendre comme hypothèse que l'énergie provenant des conventions d'énergie différée est réduite en priorité afin de minimiser l'énergie patrimoniale non utilisée;

- b) ne pas tenir compte du coût de transport de TransÉnergie pour la détermination du coût de revente.
- 22.4 Veuillez justifier l'utilisation d'une moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.
- 22.5 Veuillez justifier l'utilisation d'une telle moyenne pour valider l'analyse de l'Entente sur une période de trois ans.
23. **Référence :** HQD-1, Document 1, page 25, lignes 17 à 20 :

Préambule :

« L'Entente inclut des dispositions pour couvrir les services complémentaires reliés à l'impact de la production variable et plus particulièrement la production éolienne. Le Distributeur traitera ultérieurement la question des impacts reliés à la croissance de la charge, lorsqu'il disposera d'évaluations démontrant des besoins à cet effet. »

Demande :

- 23.1 Veuillez indiquer si la production variable requiert effectivement l'utilisation de services complémentaires. Si oui, veuillez indiquer de façon spécifique quel est ce besoin par opposition à la production éolienne.

24. **Référence :** HQD-1, Document 2, page 1 :

Préambule :

« **ATTENDU QUE** la finalité de la présente entente est l'approvisionnement des besoins du marché québécois et que cette entente ne peut être utilisée à des fins spéculatives ; »

Demandes :

- 24.1 Veuillez indiquer quelles sont les implications pratiques du texte en préambule.
- 24.2 Veuillez définir, dans le contexte de la présente Entente, l'expression « ne peut être utilisée à des fins spéculatives ».
- 24.3 Veuillez préciser ce que les parties considèrent comme étant une revente à des fins spéculatives.
- 24.4 Veuillez préciser si le Distributeur peut revendre certains surplus générés par les contrats assujettis en utilisant l'Entente afin de minimiser le solde résiduel du compte de modulation.
- 24.5 Veuillez confirmer que le Distributeur pourra procéder à la revente de surplus. Veuillez justifier votre réponse.

25. **Référence :** HQD-1, Document 2, pages 6 et 7 :

Préambule :

« 3.1.3 (...)

(iii) *Besoins réguliers du Distributeur* et Programme journalier

(a) *Besoins réguliers du Distributeur*

Le Distributeur prendra toutes les dispositions nécessaires afin que le Transporteur transmette au Producteur, lors des mois de décembre, janvier, février et mars, les *besoins réguliers du Distributeur* en même temps qu'il les transmet au Distributeur, soit, en date des présentes, à toutes les 20 minutes approximativement. »

Demandes :

- 25.1 Veuillez indiquer si l'information discutée, soit les besoins réguliers du Distributeur au 20 minutes durant les mois d'hiver, mentionnée en préambule est disponible sur le site OASIS de TransÉnergie.
- 25.2 Est-ce que le Distributeur prévoit rendre disponible l'information mentionnée en préambule à l'ensemble de ses contreparties.
- 25.3 Veuillez indiquer si le Distributeur considère que cette information peut avantager le Producteur par rapport aux autres contreparties sur le marché. Si oui, qu'entend-il faire pour pallier à cette problématique? Si non, veuillez préciser pourquoi.

26. **Référence :** HQD-1, Document 2, page 7 :

Préambule :

« Tous les jours, avant 16h00, le Distributeur doit soumettre au Producteur un programme journalier spécifiant les *retraits* qu'il souhaite effectuer au *compte de modulation* pour chacune des heures du surlendemain. »

Demandes :

- 26.1 Veuillez indiquer et qualifier à l'aide de statistiques quelles sont les performances des prévisions de la production éolienne 34 heures d'avance.
- 26.2 Est-ce que les scénarios étudiés dans le présent dossier tiennent compte de l'incertitude des prévisions de la production éolienne?
- 26.3 Si la réponse à la question précédente est négative, veuillez analyser l'impact de l'incertitude de la prévision éolienne jumelée aux obligations de l'Entente sur le coût associé au service de modulation (7\$ par MWh).

27. **Référence :** HQD-1, Document 2, page 7 :

Préambule :

« Dans le cas où il y a présence d'une contrainte de transport sur le réseau du Transporteur et que cette contrainte a un impact sur l'acheminement optimal de l'énergie associée aux 32 000 MW, la quantité maximale de *besoins réguliers du Distributeur* de 32 000 MW, considérée aux fins de l'application des paragraphes I) et II), sera réduite de l'équivalent de l'impact de la contrainte de transport sur la puissance du Producteur qui ne peut être acheminée sur le réseau du Transporteur. »

Demandes :

27.1 Veuillez expliquer de quelle contrainte de transport il est question dans le préambule.

28. **Référence :** HQD-1, Document 2, page 12 :

Préambule :

« 3.1.2 (...)

(ii) (...)

(a) Prix

Le prix applicable est établi en considérant le prix applicable à la fourniture du service de réglage de fréquence multiplié par un facteur de 1,5. »

Demande :

28.1 Veuillez justifier l'application du facteur de 1.5 pour la détermination du prix mentionné en préambule.