

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE EBM**

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.

Réponse :

L'entente globale cadre fournit seulement des volumes d'électricité acquis par inadvertance. Le Distributeur ne peut compter sur cette Entente pour obtenir des services au-delà de ceux qui sont requis pour assurer la fiabilité de l'électricité patrimoniale. Or, la production éolienne fait partie des approvisionnements postpatrimoniaux.

- 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).

Réponse :

Compte tenu des volumes et de la nature des services impliqués, lesquels dépassent la capacité de ces installations, il aurait été impossible de confier un tel mandat aux producteurs mentionnés.

Voir également la réponse à la question 4.3.

- 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 »).

Réponse :

La liste des centrales d'Hydro-Québec Production est disponible dans le Rapport annuel d'Hydro-Québec. Ce rapport est disponible sur Internet à l'adresse suivante :

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/pdf/rapport-annuel-2010.pdf

- 1.4 Est-ce que la centrale Churchill Falls fait partie des centrales mises à contribution pour fournir la puissance incluse dans l'Entente?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.3.

- 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.

Réponse :

L'Entente inclut toutes les caractéristiques impliquées par l'équilibrage ou l'intégration de la production éolienne, mais sans s'y restreindre.

Elle reconnaît également les attributs propres à la production éolienne, dont la contribution en puissance à la hauteur de 30 %, en y ajoutant 15 % de puissance complémentaire en période d'hiver. Ainsi, l'ensemble des livraisons provenant des contrats assujettis peuvent être garanties à la pointe du réseau.

De plus, puisque l'énergie peut être programmée en fonction des besoins du Distributeur, l'énergie éolienne produite est utilisée de manière efficace.

- 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.

Réponse :

Les décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008 ne mentionnent nullement l'obligation d'établir des retours d'énergie sur une base uniforme (à la hauteur de 35 % par exemple). Les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne sont pas définies au décret. Ces décrets mentionnent seulement la nécessité d'assortir à ce service une garantie de puissance hydroélectrique ou une puissance complémentaire.

Les livraisons uniformes à la hauteur de 35 %, telles que définies dans l'Entente d'intégration éolienne, découlent du contexte d'approvisionnement de 2005 où les besoins d'hiver n'étaient pas aussi accentués qu'ils le sont maintenant. Le Distributeur a donc convenu d'une nouvelle entente qui répond mieux à ses besoins actuels.

Par ailleurs, dans sa décision D-2008-133, la Régie de l'énergie constatait que « *la puissance complémentaire dont le Distributeur a besoin est principalement requise en hiver.* » (page 42). Toujours dans la même décision, la Régie stipulait qu'une éventuelle nouvelle entente « *devrait être renégociée sur de nouvelles bases en tenant compte des commentaires émis [...] par la Régie.* » (page 42).

Voir également les réponses aux questions 1.5 et 1.7 ainsi que celles fournies aux questions 15.1 et 15.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 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.

Réponse :

La « garantie de puissance installée » correspond au service de puissance complémentaire prévu à l'article 3.2 de l'Entente.

À cet effet, le Distributeur rappelle que le Producteur doit être en mesure de prouver qu'il possède la puissance installée requise pour satisfaire l'ensemble de ses obligations, incluant celles à l'égard de l'Entente. Chaque année, il doit d'ailleurs produire une attestation de fiabilité en puissance. La dernière attestation déposée et disponible peut être consultée sur le site de la Régie :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeC_SuiviD2008-133_7dec10.pdf

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.

Réponse :

À chaque année le Distributeur transmet au NPCC un rapport faisant état de la suffisance des moyens de la zone Québec. La plus récente version de ce document, intitulé « Québec Interim Review » est disponible sur le site du NPCC à l'adresse suivante :

<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Forms/Public%20List.aspx>.

Le prochain rapport devrait être disponible au cours de l'hiver 2012.

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

Réponse :

Dans les évaluations de fiabilité présentées au NPCC, la contribution de la production éolienne à la pointe est considérée à la hauteur de 30 % de la puissance installée.

- 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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

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;

Réponse :

Tableau R-2.6-A(i)

PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE VISÉS PAR LE PLAN⁽¹⁾

GWh	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Besoins mensuels												
2012	20 817	18 849	18 029	14 787	13 100	12 141	12 549	12 718	12 021	13 910	16 147	19 742
2013	21 323	18 555	18 219	14 890	13 119	12 123	12 613	12 693	12 042	13 943	16 238	19 936
2014	21 556	18 754	18 363	15 012	13 110	12 159	12 609	12 663	12 085	13 991	16 344	20 177

Tableau R-2.6-A(ii)

PREVISION DES BESOINS REGULIERS DU DISTRIBUTEUR EN PUISSANCE⁽¹⁾

MW	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Pointes mensuelles												
2012	36 835	35 138	32 513	26 914	22 052	20 275	20 364	20 835	20 626	24 318	29 448	34 748
2013	37 621	35 806	32 901	27 161	22 135	20 317	20 430	20 871	20 638	24 462	29 721	35 108
2014	38 065	36 212	33 251	27 371	22 179	20 300	20 394	20 850	20 629	24 617	29 997	35 509

Notes : (1) Après effacement de la bi-énergie résidentielle (tarif DT) et avant interruptions chez les clients de la Grande entreprise.

b) L'énergie et la puissance provenant du contrat d'énergie patrimoniale;

Réponse :

Le tableau R-2.6-B présente, à titre indicatif, l'énergie mensuelle provenant du contrat patrimonial pour la moyenne des 36 scénarios climatologiques. Le Distributeur rappelle que l'électricité patrimoniale inutilisée est calculée uniquement sur une base annuelle.

Tableau R-2.6-B

GWh	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc	Total
2012	19403	17083	17310	14521	12993	12066	12479	12648	11945	13753	15710	18648	178558
2013	19500	17111	17414	14520	12986	12024	12522	12600	11950	13736	15673	18586	178622
2014	19504	17115	17451	14549	12957	12049	12504	12555	11982	13740	15652	18615	178673

La puissance provenant du contrat d'électricité patrimoniale est toujours égale à 37 442 MW, incluant une réserve de 3 100 MW.

- c) L'énergie et la puissance provenant du portefeuille post-patrimonial en ventilant chacun des contrats;

Réponse :

Voir les réponses aux questions 2.4 et 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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.

Réponse :

Tel que détaillé aux tableaux de l'annexe 2, le prix de rachat du solde de modulation est de M – 5 pour le premier TWh. Si le Distributeur avait voulu vendre lui-même cette énergie, il obtiendrait, dans le meilleur des cas, le même prix, en plus d'encourir un ensemble de frais de transaction (notamment, coûts de transport, pertes électriques, frais

d'entrée sur les réseaux voisins et frais de courtage). Le revenu net qu'il retirerait serait donc bien inférieur à M – 5.

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);

Réponse :

Le Distributeur invite l'intervenant à consulter les suivis des activités de revente produits par le Distributeur dans les dossiers tarifaires, de même que les rapports annuels du Distributeur déposés à la régie.

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RapportsAnnuels_DistribTransp.html

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);

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.a.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.1 et 5.2 de l'UMQ à la pièce HQD-2, Document 9.

- 4.2 Veuillez confirmer quelles seront les installations du Producteur qui serviront à fournir cette puissance complémentaire.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.3 et 1.7.

- 4.3 Veuillez confirmer si cette puissance complémentaire pourrait être fournie par d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec Production.

Réponse :

La puissance complémentaire associée à l'Entente s'ajoute à la contribution en puissance propre associée aux formes de production variables et permet de raffermir l'ensemble des livraisons provenant des contrats assujettis. Ainsi, le Distributeur est en mesure de mieux utiliser ses approvisionnements postpatrimoniaux, en permettant le transfert des livraisons d'été vers les mois d'hiver. Ainsi, non seulement les besoins en énergie et en puissance sont satisfaits, mais les surplus d'énergie peuvent être utilisés à cet égard. L'obtention d'une telle flexibilité sans compromis sur le plan de la fiabilité n'est possible qu'en associant la puissance complémentaire requise au service de modulation. Les deux services sont donc indissociables.

Par ailleurs, les décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008 associent explicitement la puissance complémentaire (ou une « garantie de puissance installée ») aux autres éléments d'une entente d'intégration éolienne ou d'équilibrage.

- 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?

Réponse :

Voir les réponses aux question 1.2 et 4.3.

- 4.5 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur n'acquiert pas cette puissance par appel d'offres.

Réponse :

Voir les réponses aux question 1.2 et 4.3.

4.6 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur passe outre à l'appel d'offres.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

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.

Réponse :

Le Distributeur invite l'intervenant à consulter les sites Internet de chacun des réseaux concernés.

- 5.2 Veuillez décrire comment les réseaux voisins, tels que l'État de New York et l'Ontario, intègrent leur génération éolienne.

Réponse :

Ces réseaux disposent de marchés horaires et intra-horaires. Un mécanisme de prix de marché vient donc assurer la présence d'un incitatif suffisant pour que la production disponible puisse prendre la relève, lorsque la production variable s'efface.

- 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?

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas d'une telle information.

- 5.4 Est-ce que les services complémentaires inclus dans cette Entente existent dans les réseaux voisins?

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 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.

Réponse :

L'étude de balisage a été produite et est disponible sur le site de la Régie :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-83-HQD-01-02_Ann6D_3648-2_12juin08.pdf

- 5.6 Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié pour chacun des services inclus dans l'Entente si ces services pourraient 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.

Réponse :

Le service de modulation requiert du fournisseur qu'il soit en mesure de fournir un service fiable en énergie et en puissance afin d'assurer la

disponibilité de ressources suffisantes pour fournir les retraits d'énergie requis par le Distributeur. Les volumes d'énergie impliqués et les aléas pris en charge par le fournisseur qualifient implicitement un seul fournisseur québécois. Par ailleurs, le remplacement de ce service par des transactions d'achat et de revente est en pratique difficilement réalisable, puisque la gestion des aléas par le Distributeur se traduirait, le plus souvent, par l'inutilisation de l'électricité patrimoniale disponible.

L'impossibilité de séparer les services de modulation et de puissance complémentaire est abordée en réponse à la question 4.3.

Par ailleurs, l'impact de la production variable sur les services complémentaires est indissociable de la gestion de la variabilité de la charge, laquelle est entièrement prise en charge par les ressources du Producteur. À cet effet, le Transporteur voit à la gestion de l'exploitation en temps réel des groupes turbines-alternateurs du Producteur, de manière à assurer la sécurité et la fiabilité du réseau. Cette gestion ne distingue pas, en temps réel, les impacts de la variabilité de la charge des impacts de la production variable.

- 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?

Réponse :

Le Distributeur n'a jamais fait cette affirmation.

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.

Réponse :

En vertu de l'Entente, le Distributeur a l'obligation d'« *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.* » (paragraphe 3.1.2 (ii)).

Cette disposition est similaire à celle utilisée dans l'entente globale cadre qui elle non plus ne peut servir de source d'approvisionnement. Voir à cet effet le 6^e attendu de l'Entente cadre (pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3689-2009). La similitude entre les dispositions des deux ententes se reflète également dans les prix. En effet, en cas d'impossibilité d'atteinte des objectifs à l'égard de l'évitement d'un solde négatif au compte de modulation, le prix payé pour l'électricité est le même que celui qui s'applique aux dépassements dans l'Entente cadre.

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

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

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.

Réponse :

À l'évidence, il est difficile pour le Distributeur de démontrer que l'Entente respecte les caractéristiques approuvées dans le plan d'approvisionnement en l'absence d'une décision sur celui-ci.

Cependant, le Distributeur a conclu une entente conforme à sa preuve et à ses représentations dans la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010).

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.

Réponse :

Le Distributeur estime que le nombre de contreparties avec lesquelles il transige restera inchangé.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

- 9.2 Êtes-vous d'accord que le service de modulation pourrait être remplacé par des transactions d'achats et de reventes?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 4.3 et 5.6.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

Par ailleurs, le Distributeur, dans le cadre de ses activités courantes, transige régulièrement avec plusieurs contreparties. Il continuera à le faire en présence de l'Entente.

Toutes les contreparties avec lesquels le Distributeur a transigé selon la dispense sont présentées dans le rapport annuel déposé à la Régie à la pièce HQD-3, document 1.3.

Voir aussi la réponse à la question 3.2.

- 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.

Réponse :

Hydro-Québec Distribution n'a jamais fait l'acquisition d'un tel service. Par contre, elle ne peut répondre au nom des autres divisions. Ces dernières œuvrent dans un cadre réglementaire différent et la nature de leurs transactions demeure confidentielle.

- 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?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.2, 4.3 et 5.6.

9.6 Avez-vous vérifié l'intérêt de fournisseurs potentiels de puissance complémentaire? Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3, ainsi que les réponses aux questions 12.1 et 12.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

9.8 Est-ce que les services complémentaires inclus dans cette Entente pourraient provenir d'autres fournisseurs qu'Hydro-Québec?

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

9.9 Avez-vous vérifié l'intérêt de ces autres fournisseurs potentiels? Si non, veuillez indiquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

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 »?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 10.2 Que veut dire cette expression pour le Distributeur?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 10.3 Que veut dire cette expression pour le Producteur à votre connaissance?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 10.4 Veuillez fournir des exemples où les conditions de marché pourraient inciter le Distributeur à résilier l'Entente?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

10.5 Veuillez fournir des exemples où les conditions de marché pourraient inciter le Producteur à résilier l'Entente?

Réponse :

Le Distributeur ne peut présumer des positions du Producteur.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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.

Réponse :

Non.

10.8 Veuillez expliquer comment ce droit de résiliation s'inscrit dans la demande de garantie d'équilibrage prévus aux Décrets.

Réponse :

Les décrets ne spécifient pas la durée des conventions d'équilibrage, le seul élément de contenu qui soit explicitement spécifié est l'inclusion d'une « garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec » ou d'un service de « puissance complémentaire ». En plus, si l'Entente devait être résiliée, elle devrait être remplacée par une nouvelle entente, conformément aux décrets 352-2003, 926-2005, 1043-2008 et 1045-2008.

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 ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

10.10 Veuillez expliquer l'impact d'une résiliation de l'Entente effectuée par le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

10.11 Veuillez expliquer l'impact d'une résiliation de l'Entente effectuée par le Producteur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

10.12 Est-ce que la résiliation de l'Entente doit être approuvée par la Régie?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.3 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

11.2 Veuillez fournir la démonstration que ce prix de 7\$ est le prix le plus bas.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

11.3 Veuillez fournir les justificatifs démontrant que ce prix est adéquat dans les circonstances pour l'offre de services comparables.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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)

Demandes :

12.1 Veuillez fournir le taux d'utilisation horaire moyen sur une base mensuelle du parc de production éolienne depuis novembre 2006.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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?

Réponse :

Lorsque la prévision des besoins réguliers du Distributeur est inférieure à 32 000 MW, il n'y a pas de limite contractuelle additionnelle, sous réserve des dispositions du paragraphe 3.1.3 (iii) à l'égard des contraintes de transport.

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?

Réponse :

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

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?

Réponse :

L'Entente n'est pas conçue comme un moyen d'approvisionnement. Le Distributeur doit déployer tous les efforts raisonnables pour éviter une telle situation. Voir la réponse à la question 6.1.

Par ailleurs, un solde positif est relié à une situation de surplus qui, dans un scénario sans l'Entente, devraient être écoulés sur les marchés accessibles.

- 13.2 Veuillez justifier pourquoi la tarification du solde négatif n'est pas fonction d'une référence au prix de marché.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

- 13.3 Veuillez justifier l'établissement du prix proposé de 91,54 \$ dans le contexte d'un solde négatif.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

- 13.4 Veuillez justifier le bien-fondé du taux d'indexation de 2.5 % par année.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

13.5 Veuillez fournir la justification que le prix proposé dans un contexte de solde négatif est le moins cher.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

13.6 Veuillez énumérer et qualifier la liste de tous les moyens à la disposition du Distributeur pour éviter un solde négatif.

Réponse :

Les moyens à la disposition du Distributeur sont les suivants :

- **l'utilisation de l'électricité patrimoniale ;**
- **le rappel des quantités accumulées en vertu des Conventions d'énergie différées ;**
- **l'utilisation accrue du contrat cyclable ;**
- **l'utilisation accrue du contrat de base ;**
- **les achats sur les marchés de court terme ;**
- **l'utilisation de l'option d'électricité interruptible.**

13.7 Veuillez expliquer de façon concrète comment le Distributeur tentera d'éviter un solde négatif.

Réponse :

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

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1. Le Distributeur doit respecter les modalités contractuelles prévues à l'Entente.

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?

Réponse :

Il ne s'agit pas d'une pénalité mais d'un ajustement de prix qui correspond à l'écart entre les prix à terme du marché de New York (marché de référence) et les résultats obtenus par le Distributeur lors de la vente d'énergie en surplus.

Voir aussi la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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.

Réponse :

Tel que convenu et décrit dans l'Entente, le prix qui sera payé par le Distributeur correspondra au prix du marché de New York à la zone M (prix de référence) moins 5 \$ US/MWh. Ce faisant, le Distributeur n'assumera pas les frais usuels associés à la revente de surplus, soient les pertes de transport sur le réseau de TransÉnergie, les frais de courtage, les frais de réservation sur le réseau de TransÉnergie et les frais d'entrée sur le réseau de New York.

Voir aussi la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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\$.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

13.12 Veuillez indiquer quels sont les volumes additionnels estimés qui seraient en cause.

Réponse :

Voir les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 de la pièce HQD-1, Document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1 de l'UMQ à la pièce HQD-2, Document 9.

14.2 Veuillez confirmer que la puissance complémentaire provient des centrales Hydro-électriques qui appartiennent au Producteur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1 de l'UMQ à la pièce HQD-2, Document 9.

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.

Réponse :

Dans les ressources utilisées pour les analyses présentées au NPCC, les ressources du Producteur sont ajoutées à celles du Distributeur afin de présenter une situation consolidée pour la zone de réglage. Les parcs éoliens sont quant à eux considérés à la hauteur de leur

puissance propre, soit 30 %. Par contre, la puissance complémentaire, comme tous les autres engagements du Producteur envers le Distributeur, est prise en compte dans les bilans en puissance produits à la Régie de l'énergie.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.3.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 12.1 et 12.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 15.2 Veuillez justifier que ce mécanisme de prix représente le plus bas prix possible pour le Distributeur.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 12.1 et 12.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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.

Réponse :

Les données sont disponibles à l'adresse suivante :

http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do

En ce qui concerne les prix mensuels de la puissance UCAP pour le «New York Rest of State» pour les hivers de 2006-2007 à 2010-2011 (encans de novembre), voir le préambule de la question 12 de la Régie.

15.4 Veuillez fournir les prix mensuels de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State pour l'hiver 2011-2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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

Réponse :

Les impacts de la production éolienne sur les services complémentaires sont actuellement couverts par l'Entente d'intégration éolienne toujours en vigueur. Le prix payé pour ces services est inclus dans les composantes définies à l'article 6 de cette entente (celle-ci est disponible à la pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3573-2005).

ii) pourquoi le Distributeur envisage qu'ils seront requis dans les trois prochaines années?

Réponse :

Voir à cet effet les études mentionnées aux notes 6, 7 et 8 à la page 6 de la pièce HQD-1, Document 1.

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.

Réponse :

Voir, à cet effet, les sites Internet des différents ISO.

NYISO :

http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/ancillary/index.jsp

ISO-NE :

http://www.iso-ne.com/markets/5min_data/index.html

IESO réserve tournante :

http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/op_reserve.asp

services complémentaires :

<http://www.ieso.ca/imoweb/marketdata/ancilSrvContracts.asp>

Le NBSO ne publie pas de prix pour les services complémentaires.

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.

Réponse :

Les prix définis du transporteur sont disponibles à l'adresse suivante :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3738-10/PiecesReviseesHQT_3738-10/B-52_HQT-12-Doc5-Rev-VF_3738_10mai11.pdf

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.

Réponse :

Voir à cet effet l'annexe 2 de l'Entente à la pièce HQD-1, Document 2.

Voir également la pièce HQT-12, Document 1 du dossier R-3738-2010, notamment les tableaux 11, 12 et 13.

16.5 Veuillez indiquer si d'autres fournisseurs que le Producteur pourraient offrir les divers services complémentaires offerts dans cette Entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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).

Réponse :

Les prévisions mensuelles des surplus sont basées sur la moyenne des 36 cas climatologiques du scénario sans l'Entente.

Tableau R-18.1

en GWh	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
2012	38	41	51	47	70	78	82	78	84	71	52	48	739
2013	31	36	56	97	161	183	189	179	192	162	85	49	1 420
2014	31	36	61	129	225	235	242	230	247	209	104	50	1 799

18.2 Veuillez indiquer comment le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

Réponse :

Le scénario avec l'Entente permet au Distributeur d'utiliser davantage d'électricité patrimoniale puisqu'il sera en mesure d'écouler la totalité de ses surplus. En effet, en programmant des retraits nuls, il s'assure de la revente en totalité de tous ses approvisionnements assujettis. Le Distributeur rappelle que, à défaut d'une entente, il ne pourra revendre

la totalité de ses surplus puisqu'il ne peut estimer parfaitement les apports des approvisionnements assujettis. Il devra donc limiter ses ventes afin de ne pas vendre des quantités dépassant les ajouts, occasionnant ainsi de l'électricité patrimoniale inutilisée.

De plus, la flexibilité de l'Entente permettra au Distributeur de mieux répondre aux aléas de l'offre et de la demande et ainsi 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.

Réponse :

En vertu des conventions d'énergie différée, le Distributeur rappelle qu'il doit avoir avisé le Producteur à trois dates précises pour les quantités d'énergie qu'il souhaite rappeler ou différer, soit le 15 septembre pour les quatre mois de l'hiver, le 1^{er} mars pour les mois d'avril à septembre et le 1^{er} septembre pour les mois d'octobre et de novembre. Durant chacune de ces périodes, les quantités demeurent inchangées. Le Distributeur a cependant l'opportunité de fixer le niveau des retours et des rappels à chacun de ces rendez-vous de manière à optimiser tous ses moyens de gestion en fonction de l'évolution attendue des besoins et des moyens déployés jusqu'à cette date et à minimiser les coûts annuels d'approvisionnement. Non seulement le service de modulation ne changera en rien cette réalité, mais l'utilisation concomitante du compte de modulation et du compte d'énergie différée apportera plus de flexibilité.

18.4 Veuillez indiquer comment le service de modulation affectera l'utilisation de l'entente globale cadre conclue avec HQP.

Réponse :

L'Entente procurera au Distributeur une flexibilité additionnelle dans la gestion de ses approvisionnements qui contribuera à réduire les risques de dépassement, sans toutefois les éliminer.

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.

Réponse :

Historiquement, tous les BRD supérieurs à 32 000 MW se retrouvent dans les 300 heures de plus grande contribution.

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;

Réponse :

Avec égards, le Distributeur juge que l'information détaillée demandée n'est pas nécessaire aux fins de l'analyse du dossier par la Régie.

Voir par ailleurs la réponse à la question 2.6.

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)

Demandes :

20.1 Veuillez fournir les prix annuels moyens par MWh du contrat de base pour les années 2012, 2013 et 2014.

Réponse :

**54,17 \$/MWh en 2012, 55,28 \$/MWh en 2013 et 56,38 \$/MWh en 2014.
Ces prix incluent les composantes énergie et puissance.**

20.2 Veuillez fournir les prix annuels moyens par MWh du contrat patrimonial pour les années 2012, 2013 et 2014.

Réponse :

**Voir la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2,
Document 1.**

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.3.

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?

Réponse :

Dans un scénario avec l'Entente, un cas climatologique chaud entraîne une diminution des retraits, ce qui accroît le solde du compte de modulation et entraîne une inutilisation de l'électricité patrimoniale aux heures où les retraits sont nuls et où le Distributeur n'a plus d'autre moyen à sa disposition. Cela dit, peu importe le scénario climatologique, le Distributeur tentera toujours de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, son approvisionnement le moins cher.

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.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce HQD-1, Document 1 aux lignes 17 à 20 de la page 15, l'utilisation du contrat cyclable varie en fonction des différents scénarios offre-demande analysés. Le cyclable est utilisé juste avant les achats de court terme pour les heures où les BRD sont supérieurs à 32 000 MW et pour éviter un solde négatif du compte de modulation en fin d'année.

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

Demandes :

22.1. Veuillez confirmer que le terme « inutilisé » dans les tableaux en référence fait référence à l'énergie patrimoniale.

Réponse :

Le Distributeur confirme que le terme « inutilisé » réfère au volume d'électricité patrimoniale inutilisé.

22.2 Veuillez justifier les valeurs de prix (\$/MWh) dans les sections « Inutilisé ».

Réponse :

La valeur de l'électricité patrimoniale inutilisée est la même que celle de l'électricité patrimoniale. Voir la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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;

Réponse :

Le Distributeur indique que les hypothèses qu'il utilise dans ses analyses reflètent les choix opérationnels auxquels il fait face. Tel que mentionné dans la preuve (page 15 de la pièce HQD-1, Document 1), les quantités en vertu des Conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d'une même année et sont tributaires des obligations du Distributeur à l'égard de la liquidation du solde du compte d'énergie différée à la fin des contrats. Dans les circonstances, l'énergie provenant des conventions d'énergie différée est déjà limitée à ce qui est requis pour satisfaire les besoins.

Voir également la réponse à la question 18.3.

- b) ne pas tenir compte du coût de transport de TransÉnergie pour la détermination du coût de revente.

Réponse :

Pour les raisons invoquées en réponse à la question 21.3 du RNCREQ à la pièce HQD-14, Document 8 du dossier R-3776-2011, le Distributeur soumet respectueusement que l'analyse demandée repose sur une situation irréaliste.

22.4 Veuillez justifier l'utilisation d'une moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.7 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

22.5 Veuillez justifier l'utilisation d'une telle moyenne pour valider l'analyse de l'Entente sur une période de trois ans.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.4

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.

Réponse :

Les quantités de services complémentaires faisant l'objet de l'Entente sont strictement reliées aux impacts de la production éolienne.

Voir également la réponse à la question 8.a de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, Document 2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

24.2 Veuillez définir, dans le contexte de la présente Entente, l'expression « ne peut être utilisée à des fins spéculatives ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de UC à la pièce HQD-2, Document 8.

24.3 Veuillez préciser ce que les parties considèrent comme étant une revente à des fins spéculatives.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de UC à la pièce HQD-2, Document 8.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

24.5 Veuillez confirmer que le Distributeur pourra procéder à la revente de surplus. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

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.

Réponse :

Non.

25.2 Est-ce que le Distributeur prévoit rendre disponible l'information mentionnée en préambule à l'ensemble de ses contreparties.

Réponse :

Non.

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.

Réponse :

L'information sera transmise sous entente de confidentialité uniquement aux unités ayant la responsabilité de planifier les ressources du Producteur. Le Distributeur considère donc que le Producteur n'en retirera aucun avantage par rapport aux autres contreparties.

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.

Réponse :

Les performances de la prévision de production éolienne 34 heures d'avance sont calculées sur une période de référence de septembre 2010 à septembre 2011. L'écart-type de l'erreur de prévision s'est élevé, pendant cette période, à 58 MW.

La puissance installée disponible s'élevait à 447 MW et la production moyenne attendue de ces parcs est de l'ordre de 160 MW.

26.2 Est-ce que les scénarios étudiés dans le présent dossier tiennent compte de l'incertitude des prévisions de la production éolienne?

Réponse :

Les scénarios étudiés ne tiennent pas compte de l'incertitude des prévisions éoliennes. Toutefois, dans le présent dossier, le Distributeur estime, suivant une position conservatrice, que 50 % des reventes prévues dans le scénario sans modulation constitueraient de l'électricité patrimoniale inutilisée, et ce, afin de limiter l'effet de l'incertitude associé aux prévisions éoliennes.

De plus, dans un scénario avec l'Entente, le risque associé à l'incertitude des prévisions de la production éolienne est transféré au Producteur.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.a de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-2, Document 2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.