

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1
DE UC**

L'ENTENTE ET LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 5, ligne 3.
(ii) HQD-1, Document 1, page 7, lignes 13 à 15 : « *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.* »

(iii) HQD-1, Document 1, page 8, lignes 3 à 9 :

« *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.*

Outre ces trois services, l'Entente prévoit les modalités de liquidation du solde du compte de modulation, en cas de surplus annuels. »

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que l'entente globale de modulation (l'entente) a été signée le 14 juillet 2011, soit avant la décision à venir de la Régie de l'énergie relativement au Plan d'approvisionnement 2011-2020. À la référence (ii), le Distributeur annonce que l'Entente a été conclue avec le Producteur en conformité avec ses propres orientations présentées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Demande(s) :

1.1 Veuillez comparer les caractéristiques de l'entente signée le 14 juillet 2011 avec celles soumises par le Distributeur lors de l'étude du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2011, HQD-1, Document 1, page 43, paragraphe 4.4.1.3, et page 57, section 6 intitulée « Entente globale de modulation »).

Réponse :

Les principales différences entre les caractéristiques de l'Entente signée et la description des objectifs du Distributeur tels qu'énoncés dans le Plan sont les suivantes :

- **les livraisons de TCE ne sont pas incluses ;**
- **les limites envisagées à un éventuel solde positif du compte de modulation ont été retirées ;**
- **la puissance complémentaire fournie par le Producteur se limite à la valeur minimale de la fourchette envisagée lors de la rédaction du Plan ;**

- la rémunération des dépassements liés à la prestation des services complémentaires se limite aux impacts de la production variable.

1.2 Veuillez confirmer que, dans ses négociations de l'entente avec le Producteur, le Distributeur n'a pu profiter des orientations et encadrements de la Régie relativement au Plan d'approvisionnement 2011-2020. Dans l'affirmative ou la négative, veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie n'a émis aucunes « orientations et encadrements ». Toutefois, la décision sur le Plan précédent comportait des éléments qui ont été intégrés.

Ainsi, la Régie avait conclut « *qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise* » (décision D-2008-133, page 42). La Régie de l'énergie est d'ailleurs revenue sur le sujet lors d'une demande de renseignements dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010, question 7.1 de la Régie à la pièce A-0026), afin de s'informer auprès du Distributeur de ses intentions sur le sujet. Conformément à la conclusion de la Régie, la rémunération de la puissance incluse dans l'Entente s'applique seulement en hiver et le profil des retours d'énergie n'est pas uniforme, comme c'était le cas dans la première Entente d'intégration éolienne.

Par ailleurs, tel que mentionné en réponse à cette même demande de renseignements, la puissance complémentaire serait rémunérée selon un indice de prix de marché de la puissance de type UCAP. De même, les modalités de rachat du solde de modulation sont basées sur des indices de marché (NYISO). Outre le prix plancher de 2 \$US/kW-mois, aucun frais fixe ne s'applique.

1.3 Veuillez expliquer l'utilité pour le Distributeur et pour le Producteur de conclure l'entente avant la décision à venir de la Régie relativement au Plan d'approvisionnement 2011-2020.

Réponse :

Le Distributeur souhaiterait simplement qu'une décision de la Régie sur la présente demande d'approbation puisse être rendue avant la date prévue de début de l'Entente. Or, il est évident que l'analyse du dossier ne pouvait avoir lieu avant la conclusion d'une entente entre le Distributeur et le Producteur. Le Distributeur a donc agi avec diligence,

dans le respect des délais requis pour l'examen d'un dossier de cette nature.

1.4 Veuillez décrire les avantages et inconvénients d'inclure l'achat de puissance complémentaire dans l'entente (voir référence iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

1.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'acquiert pas de la puissance par appels d'offres pour obtenir le plus bas coût possible.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

**STOCKAGE D'ÉNERGIE COMME ALTERNATIVE AU SERVICE DE MODULATION
OFFERT PAR LE PRODUCTEUR**

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 7, lignes 6 à 12.

Demande(s) :

2.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a discuté avec le Producteur du service de stockage d'énergie comme alternative au service de modulation. Si oui, indiquer le type et les caractéristiques du stockage d'énergie et expliquer pourquoi il n'a pas été retenu. Si non, pourquoi ce service n'a pas été discuté. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

L'Entente répond aux besoins de flexibilité du Distributeur pour la gestion de ses approvisionnements.

De plus, à la connaissance du Distributeur, aucun service de stockage d'électricité n'est commercialisé dans les juridictions voisines.

CONDITIONS DE RÉSILIATION DE L'ENTENTE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 8, ligne 10-15 :
« L'Entente a une durée de trois ans. Elle entrera en vigueur le 1er janvier 2012 et se terminera à la fin de l'année 2014. 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. Toutefois, la partie demandant la résiliation doit être en mesure de démontrer les motifs justifiant sa demande, et ceci à la satisfaction de l'autre partie. »

(ii) HQD-1, Document 2, page 13-14 (Article 5).

Demande(s) :

3.1 Veuillez indiquer si l'expression « conditions du marché de l'électricité » utilisée aux références (i) et (ii) inclut ou non les besoins électriques du marché québécois (besoins électriques des consommateurs québécois clients du Distributeur).

Réponse :

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

3.2 Selon le Distributeur, si les conditions du marché de l'électricité et l'évolution des besoins de ses clients font en sorte que la résiliation de l'entente serait plus rentable pour les clients du Distributeur, est-ce que ce motif devrait être considéré comme satisfaisant par le Producteur?

Réponse :

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

3.3 Si les prix de l'électricité sur les marchés hors Québec variaient à la hausse selon les parties est-ce que ce changement constituerait une modification aux conditions de marché selon l'entente?

Réponse :

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

3.4 Veuillez fournir des exemples concrets de ce qui constituerait :
- une modification aux conditions de marché selon l'entente, et
- un impact significatif non anticipé subit à l'exploitation du parc de production du Producteur.

Réponse :

Voir la réponse aux questions 8.1 et 8.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

3.5 Selon le Distributeur, quelles sont les éventualités et circonstances qui justifieraient une demande de résiliation de l'entente de sa part?

Réponse :

Voir la réponse aux questions 8.1 et 8.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

3.6 Veuillez expliquer pourquoi l'entente n'a pas prévu de mécanismes de règlement de conflits éventuels entre le Distributeur et le Producteur.

Réponse :

Les dispositions de l'article 7 de l'Entente s'appliquent en cas de conflit.

SERVICE DE MODULATION

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 8.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que le prix du service de modulation sera de 7 \$ CA/MWh.

Demande(s) :

4.1 Veuillez fournir la définition précise du service de modulation dans le contexte de l'Entente.

Réponse :

Voir l'Entente globale de modulation à la pièce HQD-1, Document 2.

4.2 Veuillez expliquer la méthode de détermination du prix de 7 \$/MWh mentionné à la référence (i).

Réponse :

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

4.3 Veuillez démontrer que ce prix est raisonnable ou à l'avantage du Distributeur.

Réponse :

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

4.4 Veuillez comparer le prix de 7\$/MWh avec ceux des services comparables.

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe pas dans le marché un service comparable au service de modulation.

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

QUANTITÉS MAXIMALES APPLICABLES AUX RETRAITS

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 9, lignes 1 à 11.
(ii) Dossier R-3748-2010, HQD-4, Document 1, page 50 (Réponse du Distributeur à la question no. 24.3 de la Régie).

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que l'entente permet d'obtenir une puissance complémentaire de 15% (45%-30%) des puissances éoliennes. Dans le dossier R-3748-2010 (référence (ii)), le Distributeur avait invoqué les avantages de l'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée, de l'ordre de 25% de la puissance totale des parcs éoliens.

Demande(s) :

5.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur s'est contenté d'une puissance complémentaire de 15%, alors que l'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée serait plus avantageuse pour les consommateurs québécois (référence ii).

Réponse :

La référence (ii) identifiée en préambule mentionnait que « *Les avantages à l'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée seraient surtout reliées à la possibilité d'appeler facilement des quantités plus importantes d'énergie, afin d'être en mesure d'utiliser autant que possible les surplus d'énergie en été pour alimenter les besoins d'hiver.* »

Le Distributeur avait de plus mentionné qu'il évaluait d'ailleurs différentes possibilités à cet égard. La solution mise de l'avant a consisté à limiter la puissance complémentaire disponible à la quantité requise pour raffermir les retraits d'énergie en période d'hiver. En plus l'Entente négociée suspend toute contrainte aux retraits en énergie, lorsque les besoins réguliers du Distributeur sont inférieurs à 32 000 MW. De cette manière, les objectifs énoncés par le Distributeur dans le Plan d'approvisionnement sont rencontrés.

Enfin, le Distributeur rappelle que les modalités de l'Entente sont issues d'une négociation entre les parties et qu'elles reflètent les contraintes physiques et commerciales de celles-ci.

SERVICE DE RÉGLAGE DE PRODUCTION (SUIVI DE LA CHARGE)

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 12, lignes 12 à 15 :

« 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 x 150 %].

Demande(s) :

6.1 Veuillez expliquer pourquoi « le prix applicable à la prestation additionnelle de service de suivi de la charge est établi à 150 % du prix du service de RFP ».

Réponse :

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

LIEN AVEC L'UTILISATION POTENTIELLE DE LA CENTRALE DE TCE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 7, lignes 20 à 22 :

« Elle [l'entente] exclut le contrat de livraison d'électricité en provenance de la centrale de cogénération de TCE, située à Bécancour, dont les livraisons sont prévues être suspendues pour les trois années couvertes par l'Entente. »

Demande(s) :

7.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'entente n'affecte aucunement la possibilité pour le Distributeur s'il le désirait d'utiliser la centrale de TCE pour ses propres besoins et/ou de revendre sur les marchés extérieurs tout ou partie de la production de TCE. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

L'Entente ne limite pas les options à la portée du Distributeur pour utiliser la centrale de TCE ou suspendre ses livraisons. Elle n'empêcherait pas non plus le Distributeur de revendre les surplus qui pourraient découler de sa remise en production.

REVENTE DES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES DU DISTRIBUTEUR

Référence(s) : (i) HQD-2, Document 1, page 1 :

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;

Demande(s) :

8.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'attendu cité à la référence (i) ne défend pas le Distributeur de revendre ses surplus énergétiques en autant que l'entente ne soit pas utilisée à des fins spéculatives. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

L'Entente n'empêcherait pas le Distributeur de revendre tout surplus, sauf ceux découlant des « approvisionnements postpatrimoniaux assujettis » tels que définis au paragraphe 1.2 de l'Entente.

Le paragraphe 3.1.2 de l'Entente mentionne que les « approvisionnements postpatrimoniaux assujettis » sont automatiquement ajoutés au compte de modulation.

8.2 Veuillez définir clairement votre compréhension et votre interprétation de ce qui constituerait une fin spéculative entre autres à la lumière des témoignages rendus dans le cadre du dossier R-3748-2010, HQD-5, document 6, aux pages 3 et 4, réponse complémentaire à la question 6.2.1 de UC « Dans ce contexte, toute quantité d'énergie ajoutée au compte d'énergie différée devra être revendue sur les marchés. Le

Distributeur rappelle que, conformément à l'esprit des conventions, l'objectif est de gérer l'équilibre offre demande et non de spéculer sur les conditions de marché.».

Réponse :

L'attendu mentionné en préambule décrit le contexte dans lequel œuvre le Distributeur, lequel contexte a mené à la signature de l'Entente. Les balises s'appliquant à la revente des surplus du Distributeur se retrouvent clairement énoncées, notamment, à l'article 3.1.2 (ii) de l'Entente.

Par ailleurs, avec ou sans l'Entente, l'objectif du Distributeur consiste à gérer l'équilibre offre-demande et non à spéculer sur les conditions de marché.

8.3 Veuillez préciser clairement dans quelles circonstances le Distributeur pourrait procéder à la revente de ses surplus.

Réponse :

Si les approvisionnements découlant des contrats postpatrimoniaux qui ne sont pas assujettis à l'Entente (contrats avec HQP et retours d'énergie programmés à partir des conventions d'énergie différée) se retrouvaient en surplus, le Distributeur pourrait procéder à leur revente sur les marchés. Plus précisément, les circonstances qui pourraient mener à la revente de ces approvisionnements sont celles découlant d'un scénario climatique chaud.

8.4 Veuillez fournir une estimation chiffrée des impacts potentiels de l'entente sur la revente de ses surplus énergétiques selon différents scénarios d'évolution des **besoins** électriques de la clientèle québécoise et des **marchés externes**, considérant que le Distributeur a reconnu lui-même que l'analyse de l'impact de l'entente ne peut être basée uniquement sur un scénario déterministe de la demande et de l'offre (dossier R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 14, lignes 25 à 26).

Réponse :

Dans un scénario incluant l'Entente, les reventes sont estimées à moins de 100 GWh pour la durée de l'Entente (trois ans). Sans l'Entente, les reventes s'élèveraient à près de 4 TWh. Ces résultats sont basés sur la moyenne des 36 cas d'offre-demande, pour chacune des trois années.

Par ailleurs les analyses de sensibilité, présentées par le Distributeur en preuve, permettent de tenir compte des déséquilibres potentiels sur les marchés externes.

REVENTE DES SURPLUS SELON L'ANALYSE EFFECTUÉE PAR LE DISTRIBUTEUR

Référence : (i) HQD-1, Document 1, pages 17 à 19.

Préambule :

À la référence (i), on constate que le Distributeur prévoit revendre certaines quantités de surplus en 2012 et 2013, malgré l'implantation éventuelle de l'entente (scénario avec modulation).

9.1 Veuillez fournir les critères sur la base desquels vous déterminerez si une revente est spéculative ou si elle est non-spéculative.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 8.1 et 8.2.

9.2 Avez-vous confirmé ces critères avec le Producteur, sinon pourquoi?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 8.1 et 8.2.

9.3 Veuillez fournir des exemples de revente spéculative et de revente non spéculative.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 8.1 et 8.2.

9.4 Veuillez indiquer si le Distributeur peut revendre ou non certains surplus générés par des contrats assujettis (éoliens, biomasse, et petites hydrauliques), tout en utilisant l'entente afin de minimiser son coût total d'approvisionnement et de maximiser les revenus de revente d'énergie. Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Selon les dispositions de l'Entente, le Distributeur ne peut pas revendre les approvisionnements postpatrimoniaux assujettis.

Voir également les réponses aux questions 8.1 et 8.2.

9.5 Veuillez indiquer si le Distributeur peut revendre ou non certains surplus générés par des contrats assujettis (éoliens, biomasse, et petites hydrauliques), tout en utilisant l'entente afin de minimiser le solde résiduel du compte de modulation. Veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.4.

9.6 Veuillez indiquer si le Distributeur peut revendre ou non certains surplus générés par des contrats postpatrimoniaux non-assujettis à l'entente (TCE, HQP base et cyclable) tout en utilisant l'entente afin de minimiser son coût total d'approvisionnement et de maximiser les revenus de revente d'énergie. Veuillez en expliquer les raisons.

Réponse :

Aucune disposition de l'Entente n'empêche le Distributeur de revendre les approvisionnements postpatrimoniaux non-assujettis.

Voir également les réponses aux questions 8.3 et 9.1.

CYCLE DU COMPTE DE MODULATION

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 9, lignes 19 à 22.
(ii) HQD-2, Document 2, page 4, article 3.1.2.

Préambule :

Les références (i) et (ii) indiquent que le cycle du compte de modulation sera annuel.

Demande(s) :

10.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas pu obtenir un cycle de 2 ans ou de 3 ans qui seraient plus avantageux pour les consommateurs québécois. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

La conclusion de toute entente requiert l'approbation des deux parties et le résultat final doit permettre aux deux d'y trouver des avantages. Dans le présent cas, toute flexibilité additionnelle à l'avantage du Distributeur comporte une obligation pour le fournisseur du service.

ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 15, lignes 12 à 21 :

« 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)

(ii) HQD-1, Document 1, pages 17 à 19 (tableaux).

(iii) Dossier R-3748-2010, tableau 4.4-3, HQD-1, Document 1, page 52, et tableau 4.4.4, HQD-1, Document 1, page 53 (bilans en énergie et en puissance).

(iv) Dossier R-3775-2011, HQD-1, Document 1, page 23, tableau 3.5.

Demande(s) :

11.1 Veuillez fournir les données et hypothèses qui ont été utilisées par le Distributeur pour établir les résultats montrés aux tableaux de la référence (ii).

Réponse :

Les hypothèses de l'analyse économique sont présentées à la section 3.2 ainsi qu'aux annexes 1 et 2 de la pièce HQD-1, Document 1.

11.2 Veuillez indiquer clairement, pour chacune des années de la période 2012-2014, de façon distincte, les données se rapportant aux :

1. Besoins québécois incluant pertes électriques;
2. Réserve en puissance requise;
3. HQP Base;
4. HQP Cyclable;
5. Rappel de l'énergie et de la puissance en vertu des conventions d'énergie différée;
6. Achat de court terme;
7. Reventes d'énergie;
8. Entente globale de modulation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

11.3 Veuillez expliquer vos hypothèses, notamment l'utilisation prévue des contrats HQP Base et Cyclable, ainsi que des conventions d'énergie différée.

Réponse :

L'utilisation du contrat de Base avec Hydro-Québec Production ainsi que des conventions d'énergie différée est équivalente et demeure constante dans les deux scénarios, avec et sans l'Entente (voir les quantités d'énergie différées et reportées aux tableaux produits en réponse à la question 3.1 de la Régie, pièce HQD-2, Document 1). Les livraisons du contrat cyclable s'ajustent dans chacun des scénarios en fonction des aléas climatiques et de la production éolienne.

11.4 Veuillez fournir les bilans en énergie et en puissance selon les données et hypothèses utilisées par le Distributeur dans le présent dossier selon le format des tableaux 4.4.3 et 4.4.4 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (référence iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

11.5 Veuillez distinguer les contributions des centrales de base et cyclable, ainsi que des rappels des conventions d'énergie différées dans votre réponse à la question 11.4.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

11.6 Veuillez indiquer, chiffres à l'appui, si une utilisation accrue de la centrale de base de HQP en hiver et des contrats d'énergie différée modifie la rentabilité de l'entente montrée à la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.1 du RNCREQ à la pièce HQD-2, Document 6.

11.7 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les puissances complémentaires indiquées à la référence (iv) sont utiles également à la modulation de la production des contrats assujettis en fonction des besoins en énergie et en puissance du Distributeur. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

11.8 Si le Distributeur achetait de la puissance complémentaire en hiver chez un autre fournisseur que le Producteur, comment cela affecterait les coûts du service de modulation indiqués à la référence (iv)? Veuillez fournir des estimations et justifier votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3 d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, pages 17 à 19.

Demande(s) :

12.1 Veuillez expliquer pourquoi les coûts de l'électricité patrimoniale inutilisée sont inclus dans les coûts totaux des approvisionnements, alors que le Distributeur ne doit pas payer pour les quantités d'électricité patrimoniale non-utilisée.

Réponse :

Les données présentées aux tableaux 3.1 à 3.3 de la pièce HQD-1, Document 1 démontrent que l'Entente permet au Distributeur d'utiliser davantage d'électricité patrimoniale.

Afin de réaliser une analyse de rentabilité qui tienne compte de cet aspect, le Distributeur réduit les coûts totaux d'approvisionnement de la valeur estimée de l'électricité patrimoniale inutilisée. Cette estimation correspond simplement aux quantités d'électricité patrimoniale inutilisée multipliées par le prix de l'électricité patrimoniale.

Le Distributeur rappelle que les coûts totaux présentés aux tableaux 3.1 à 3.3 correspondent uniquement aux composantes des coûts d'approvisionnement qui sont affectées par l'Entente.

**COÛTS DES RESSOURCES SELON DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ÉTUDIÉS PAR LE
DISTRIBUTEUR POUR SON ANALYSE DE DISPERSION**

Référence(s) :

(i) HQD-1, Document 1, page 20, lignes 7 à 9 : « *En effet, l'Entente permet d'optimiser l'ensemble des approvisionnements du Distributeur, et ce, peu importe la demande ou l'offre à laquelle ce dernier aura à faire face* ».

(ii) HQD-1, Document 1, page 20, lignes 26 à 28 : « *L'Entente permet, pour les trois années couvertes, de faire face de façon optimale à une variété de cas climatiques d'offre et de demande contrastés, tout en minimisant les coûts d'approvisionnement du Distributeur* ».

(iii) HQD-1, Document 1, page 22.

(iv) HQD-1, Document 1, pages 19 à 20 : « *Pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des résultats obtenus basés sur les 36 années de climatologie montre un coût moindre pour le scénario avec entente de modulation que pour le scénario sans entente de modulation. Le bénéfice de l'Entente est croissant sur les trois années, passant de 3,8 M\$ en 2012 à 16,4 M\$ en 2014. Ce résultat s'explique par la meilleure utilisation des surplus, lesquels deviennent plus importants notamment à la suite des mises en service de production éolienne, à la fin des années 2012 et 2013.* » (nos soulignés)

Préambule :

Le Distributeur affirme aux références (i) et (ii) d'avoir étudié les impacts de la climatologie sur la demande et l'offre. À la référence (iii), il présente les coûts totaux de plusieurs scénarios climatologiques selon deux cas « avec et sans modulation », sans donner de détails sur sa façon de traiter les impacts de la climatologie sur l'offre et la demande. À la référence (iv), il affirme que l'Entente permet une meilleure utilisation des surplus.

Demande(s) :

13.1 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour étudier les impacts de la climatologie sur les composantes suivantes de la demande et de l'offre :

1. Besoins en puissance du Distributeur;
2. Besoins en énergie du Distributeur;
3. Capacité de production des contrats éoliens;
4. Achats de court terme;
5. Utilisation du contrat cyclable;
6. Utilisation du contrat de base avec HQP;

7. Utilisation des conventions d'énergie différée;
8. Utilisation de l'électricité patrimoniale;
9. Utilisation du service de modulation;
10. Quantité de puissance complémentaire en vertu de l'application de l'Entente;
11. Services complémentaires;
12. Solde du compte de modulation.

Réponse :

1. Besoins en puissance du Distributeur

Les besoins sont établis à conditions climatiques normales, néanmoins l'impact de la climatologie est pris en compte dans les analyses de fiabilité.

2. Besoins en énergie du Distributeur

Tel que mentionné à la page 15 de la pièce HQD-1, Document-1, le Distributeur utilise 36 simulations horaires chronologies des besoins prévus en fonction des conditions climatiques. La méthodologie pour obtenir ces 36 profils horaires est décrite à la section 1.5 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2E au dossier R-3648-2007 avec quelques détails additionnels à la section 2.1 de la pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2E au dossier R-3748-2010.

3. Capacité de production des contrats éoliens

Tel que mentionné à la page 15 de la pièce HQD-1, Document-1, le Distributeur utilise les courbes de prévision horaire de la production éoliennes basées sur la climatologie des années 1971 à 2006 calculées par HéliMAX. La méthodologie utilisée par HéliMAX est décrite dans le rapport déposé sur le site Internet de la Régie :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf

4. Achats de court terme

Variable pour chaque année simulée en fonction des besoins en énergie dictés par le scénario climatologique.

5. Utilisation du contrat cyclable

Variable pour chaque année simulée en fonction des besoins en énergie dictés par le scénario climatologique.

6. Utilisation du contrat de base avec HQP

Non affectée par les aléas climatiques (voir la réponse à la question 11.3).

7. Utilisation des conventions d'énergie différée

Non affectée par les aléas climatiques (voir la réponse à la question 11.3).

8. Utilisation de l'électricité patrimoniale

Variable pour chaque année simulée en fonction des besoins en énergie dictés par le scénario climatologique.

9. Utilisation du service de modulation

Variable pour chaque année simulée en fonction des besoins en énergie dictés par le scénario climatologique.

10. Quantité de puissance complémentaire en vertu de l'application de l'Entente

Les conditions météorologiques réelles n'affectent pas directement les moyens en puissance, incluant la puissance complémentaire mise en place en cours d'année. Toutefois, bien que les retraits d'énergie qui y sont associés puissent être fermes, le Distributeur programmera les retraits en fonction de ses besoins.

11. Services complémentaires

Les conditions météorologiques réelles n'affectent pas directement les moyens mis en place pour fournir les services complémentaires en cours d'année

12. Solde du compte de modulation

Le solde du compte de modulation en fin d'année dépend des ajouts et retraits simulés en fonction des besoins en énergie associés à chacun des scénarios climatiques.

13.2 Veuillez fournir les valeurs absolues des composantes mentionnées dans la question précédente (par exemple puissance en MW, énergie en TWh, coûts en M\$, revenus de revente en M\$, etc.) pour chacun des scénarios présentés à la référence (iii).

Réponse :

Voir les réponses aux questions 3.1 et 4.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

13.3 Veuillez préciser comment le Distributeur minimise le coût total des approvisionnements en considérant la variabilité de la climatologie dans les deux cas « avec et sans service de modulation » (référence iii).

Réponse :

Tel que présenté aux tableaux 3.1 à 3.3 de la pièce HQD-1, Document 1, l'Entente dans son ensemble permet une réduction des coûts totaux d'approvisionnement, évaluée sur la base de la moyenne de 36 scénarios climatologiques pour chacune des trois années. L'Entente permet en effet une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale tout en réduisant les achats de court terme, de même que les pertes attribuables à la revente des surplus. Par ailleurs, le tableau 3.4 cité en préambule démontre que cette réduction des coûts totaux d'approvisionnement est relativement robuste à différents scénarios climatologiques, à l'exception de l'année 2012 où l'Entente pourrait entraîner des coûts supérieurs au scénario sans l'Entente dans un nombre limité de cas de climatologies très froids (soit 9 cas, dont 7 se situent au-delà d'un écart-type sur la demande annuelle).

Voir également la réponse à la question 17.1.

PRIX UNITAIRES DE REVENTE DU SOLDE DU COMPTE DE MODULATION

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, pages 17 à 19.
(ii) HQD-1, Document 1, page 35.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que les prix unitaires de revente du solde du compte de modulation sont respectivement de 36,73, 37,15 et 39,14 \$/MWh pour les années 2012, 2013 et 2014. À la référence (ii), les prix de revente du 1^{er} TWh sont établis à 37,41, 38,42 et 40,72 pour les mêmes années.

Demande(s) :

14.1 Veuillez expliquer les écarts entre ces prix pour chacune des années de la période 2012-2014.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

14.2 Veuillez fournir des résultats révisés en cas d'erreur.

Réponse :

Sans objet.

AJOUTS ET RETRAITS NETS AU COMPTE DE MODULATION

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 23, tableau 3.5

Demande(s) :

15.1 Veuillez expliquer la signification de l'expression « *ajouts et retraits nets au compte de modulation* » et la méthode de calculs des quantités d'énergie indiquées à la référence (i).

Réponse :

Les quantités d'énergie présentées au Tableau 3.5 sous le libellé « Ajouts et retraits nets au compte de modulation » correspondent aux volumes annuels d'« énergie modulée », conformément à la définition du paragraphe 3.1.5 de l'Entente.

15.2 Veuillez indiquer si l'on peut ou non attribuer une valeur économique à ces quantités. Si oui, veuillez les fournir.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

COMPARAISON AVEC L'ENTENTE EN VIGUEUR

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 25, lignes 5 à 11.
(ii) HQD-1, Document 1, lignes 12 à 15.

Demande(s) :

16.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a accepté dans l'entente en vigueur un profil uniforme des livraisons éoliennes tout au long de l'année (référence ii), alors que dans l'entente soumise pour approbation, cette « condition » ou « caractéristique » n'est plus présente (référence i). Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 15.1 et 15.2 de la Régie à la pièce HQD-1, Document 2.

16.2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'abandon du profil uniforme des livraisons éoliennes contribue à la rentabilité de l'entente soumise pour approbation.

Réponse :

Le Distributeur confirme que le profil de livraison proposé dans l'Entente convient mieux à ses besoins.

16.2.2 Veuillez élaborer votre réponse, en quantifiant notamment les impacts de l'abandon du profil uniforme sur la rentabilité de l'entente.

Réponse :

L'analyse économique présentée en preuve tient compte des modalités de l'Entente qui répondent aux besoins du Distributeur et de l'abandon du profil uniforme.

IMPACTS DES MOYENS DE GESTION DE LA PUISSANCE DE POINTE SUR LA
RENTABILITÉ DE L'ENTENTE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 22 (tableau 3.4, année 2014)

Préambule :

À la référence (i), les résultats du Distributeur indiquent qu'en 2014, la rentabilité de l'entente diminue de 18,4 M\$ pour le cas de climatologie la plus froide à 13,3 M\$ pour le cas de climatologie la plus chaude.

Demande(s) :

17.1 Veuillez expliquer la situation observée au préambule.

Réponse :

La rentabilité de l'Entente est plus importante dans un cas de climatologie froide en 2014, en raison de la meilleure utilisation des surplus dans un scénario avec modulation.

L'Entente permet en effet de transférer les surplus générés l'été (dont le volume est particulièrement élevé en 2014) vers les périodes de forte demande en hiver. Cette possibilité de transférer de grands volumes de livraisons d'énergie permet, dans les cas climatiques froids, de réduire de grands volumes d'achats de court terme, maximisant ainsi les gains associés à la modulation.

Voir également la réponse à la question 13.3.

17.2 Veuillez confirmer que la rentabilité de l'entente soumise pour approbation diminue avec une baisse des besoins en puissance de pointe.

Réponse :

Les gains relatifs à l'Entente sont liés au service de modulation et aux modalités de rachat du solde.

17.3 Veuillez confirmer que dans l'éventualité d'une implantation plus agressive de moyens de gestion de la pointe (appels publics aux heures de pointe, bi-énergie, ou autres moyens efficaces de gestion de la pointe) la rentabilité de l'entente proposée à la Régie sera nulle ou diminue significativement. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.2.

17.4 Veuillez élaborer sur le seuil de rentabilité de l'entente proposée dans un contexte de baisse des besoins en puissance, soit par une prévision à la baisse des besoins ou par l'implantation plus agressive de moyens de gestion de la pointe.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.2.

RACHAT DU SOLDE DU COMPTE DE MODULATION PAR LE PRODUCTEUR

Référence(s) : (i) Dossier R-3740-2010, HQD-5, Document 6, page 15 (Compléments de réponses d'HQD à la DDR no. 1 de UC) : « *Toutefois, le Distributeur indique que les discussions en cours au sujet de l'entente globale de modulation ne réfèrent plus à l'imposition d'un solde maximal de fin d'année. De fait, la totalité du solde positif résiduel serait rachetés par le Producteur, à la fin de chaque année,[...]* ».

(ii) HQD-1, Document 1, pages 17-19.

Préambule :

Lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010), le Distributeur avait indiqué certains liens entre le niveau du solde du compte de modulation et le rachat du solde par le Producteur. Dans le présent dossier, les évaluations du Distributeur indiquent que le Producteur pourra acheter d'importantes quantités d'énergie à des prix relativement avantageux, puisque les soldes seraient de 0,8, 1,98, 2,78 TWh respectivement pour les années 2012, 2013 et 2014 (référence (ii)).

Demande(s) :

18.1 Veuillez expliquer le lien entre le niveau du solde du compte de modulation et le rachat du solde par le Producteur.

Réponse :

Selon l'Entente proposée, la totalité du solde positif accumulé est racheté par le Producteur.

18.2 Veuillez préciser les avantages et inconvénients de la revente du solde (sans limite de volume) du compte de modulation au Producteur par rapport à l'imposition d'une limite maximale au solde.

Réponse :

L'Entente déposée pour approbation constitue une solution négociée et avantageuse pour le Distributeur.

18.3 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a offert uniquement au Producteur les soldes prévus du compte de modulation qui seraient relativement importants selon les évaluations du Distributeur (voir référence ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.5.

18.4 En réponse à la question précédente, veuillez préciser les avantages obtenus par le Distributeur et le Producteur respectivement, ainsi que les inconvénients respectifs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.2.

18.5 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé d'offrir aux autres acheteurs/fournisseurs ces soldes afin de maximiser les revenus de revente. Si oui, par quels mécanismes. Si non, pourquoi.

Réponse :

La revente du solde en cours d'année ne peut être dissociée de l'Entente proposée.

**ÉTABLISSEMENT DU PRIX DE REVENTE DU SOLDE DU COMPTE DE
MODULATION POUR LE 1^{er} TWh**

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 35.

Demande(s) :

19.1 Veuillez justifier l'ajustement à la baisse de 5\$/MWh, en considérant la situation énergétique actuelle du Distributeur.

Réponse :

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

19.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne peut revendre au Producteur le solde du compte de modulation au prix coûtant (coût de revient) de l'énergie postpatrimoniaire assujettie à l'entente.

Réponse :

Le Distributeur souligne que les modalités de revente du solde reflètent l'alternative du Distributeur pour disposer de ses surplus, soit la revente sur les marchés, mais à des conditions plus avantageuses puisqu'il évite ainsi les frais de transaction.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les modalités ont été établies sur une base commerciale et selon les conditions de marché actuelles, non pas selon le contexte prévalant lors de l'appel d'offres de 2002.

De plus, le prix de revente du solde de modulation doit nécessairement refléter les coûts d'opportunité, tant du Distributeur que du Producteur.

Le calcul détaillé du prix de revente est présenté à l'annexe 2 de la pièce HQD-1, Document 1.

19.3 Veuillez fournir une estimation du prix d'achat d'énergie (en \$/MWh) livrée à Montréal en tenant compte des frais de transport et autres dans le cas où un acheteur désire obtenir des quantités égales aux soldes du compte de modulation à la fin de 2012, 2013 et 2014. Veuillez expliquer votre estimation.

Réponse :

Le coût des achats d'énergie livrés sur le réseau de TransÉnergie, ainsi que les calculs détaillés permettant de les obtenir sont présentés à l'annexe 2 de la pièce HQD-1, Document 1.

19.4 Veuillez indiquer les principes en vertu desquels le Producteur peut acheter de l'énergie du solde du compte de modulation à un prix lié au prix du marché de NYISO, sans avoir à payer les frais de transport.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2.

19.5 Veuillez justifier les prix de revente du solde du compte de modulation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2.

19.6 Veuillez indiquer les principes en vertu desquels le Producteur peut acheter de l'énergie du solde du compte de modulation à un prix apparemment inférieur au prix du marché de NYISO.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2.

PRIX DE LA PUISSANCE COMPLÉMENTAIRE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 10, lignes 14 à 26, et page 11, lignes 1 à 5.

Demande(s) :

20.1 Veuillez fournir une comparaison des prix de la puissance complémentaire à être payée au Producteur selon l'entente avec les prix de puissance sur le marché de NYISO.

Réponse :

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

Pour plus de détails, voir la note 14 au bas de la page 11 de la pièce HQD-1, Document 1.

20.2 Veuillez fournir le détail de différentes composantes du prix d'acquisition de puissance sur le marché de NYISO.

Réponse :

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

20.3 Veuillez justifier le prix plancher de 2 \$ US.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

CONDITIONS DE REVENTE DES SURPLUS GÉNÉRÉS PAR LA PRODUCTION
ÉOLIENNE ET L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 1, page 15 et suivantes :
« Dans le scénario sans modulation, le Distributeur estime qu'une portion des reventes prévues ne pourrait être effectivement réalisée, en raison des volumes très variables

des surplus d'une heure à l'autre et de l'impossibilité pour le Distributeur de procéder à des transactions de revente aussi disparates. Notamment, le Distributeur pourrait difficilement procéder à la revente d'une grande part de la production éolienne prévue, puisque cette dernière est soumise à un aléa prévisionnel important. 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. L'impact de cette hypothèse sur le bénéfice de l'Entente est somme toute limité, tel que présenté à la section 3.3.1. » (nos soulignés)

Demande(s) :

21.1 Veuillez indiquer dans quels cas le Distributeur peut revendre de l'électricité patrimoniale et préciser les principes sous-jacents. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur ne peut revendre de l'électricité patrimoniale.

21.2 Serait-il correct d'affirmer qu'en aucun cas le Distributeur ne peut revendre de l'électricité patrimoniale sur les marchés extérieurs?

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.

21.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte ou non des revenus de revente de l'électricité patrimoniale dans ses évaluations; si oui, veuillez les fournir et expliquer la méthode d'estimation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.

21.4 Veuillez préciser les liens entre les reventes prévues et l'électricité patrimoniale inutilisée.

Réponse :

Lorsque le prix de marché est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale, il est plus avantageux d'augmenter le niveau d'électricité patrimonial inutilisée que de revendre l'énergie sur les marchés.

21.5 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur pense que l'impact mentionné à la référence (i) est somme toute limité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

**IMPACTS POTENTIELS DE LA DIVULGATION AU PRODUCTEUR DES
PROGRAMMES D'UTILISATION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DU
DISTRIBUTEUR ET DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES DU DISTRIBUTEUR**

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 2, pages 5 et suivantes, article 3.1.3 « Programmation des retraits » et article 3.1.4 « Programmation des ajouts »

Préambule :

Les articles 3.1.3 et 3.1.4 de l'entente exigent la divulgation au Producteur de prévisions très détaillées du Distributeur en matière des besoins de sa clientèle et de l'utilisation de ses ressources énergétiques.

Demande(s) :

22.1 Veuillez décrire les impacts potentiels de la divulgation au Producteur des prévisions très détaillées du Distributeur des besoins de sa clientèle et de l'utilisation de ses ressources énergétiques.

Réponse :

Voir la réponse à la question 25.3 de EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

22.2 Veuillez préciser si cette divulgation aurait ou non des impacts sur la capacité du Distributeur de concurrencer éventuellement avec le Producteur pour l'exportation de l'énergie sur les marchés extérieurs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

22.3 Veuillez préciser si cette divulgation donne au Producteur certains avantages par rapport à ses concurrents en matière de vente d'énergie à l'extérieur du Québec. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

**MESURES ET INDICATEURS POUR LE SUIVI DE L'APPLICATION ÉVENTUELLE DE
L'ENTENTE**

Référence(s) : (i) HQD-1, Document 2, pages 5 et suivantes, article 3.1.3 « Programmation des retraits » et article 3.1.4 « Programmation des ajouts ».

Demande(s) :

23.1 Veuillez confirmer que pour établir les programmes des retraits et ajouts indiqués à la référence (i), le Distributeur aurait à évaluer au préalable différents scénarios afin de choisir celui qui permettrait de minimiser son coût total des approvisionnements et de maximiser ses revenus de revente d'énergie. Si oui, veuillez décrire le processus et la méthode de travail du Distributeur à cette fin. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 7.2 et 7.3 de l'UMQ à la pièce HQD-2, Document 9.

23.2 Veuillez confirmer que dans le cas où l'entente serait approuvée par la Régie, le Distributeur serait en mesure de lui fournir de façon détaillée, les coûts prévus de différentes ressources énergétiques (contrats assujettis à l'entente et non-assujettis) et expliquer l'écart entre les coûts réels et les coûts prévus. Si oui, veuillez indiquer les contrats en question et la périodicité des évaluations de coûts effectuées par le Distributeur. Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Comme par le passé, le Distributeur fournira les coûts réels et prévus de tous les contrats assujettis à l'Entente et des contrats avec le Producteur (cyclable, base, conventions d'énergie différée). De même, le Distributeur déposera les coûts de l'Entente (coûts du service de modulation). Conformément à la pratique actuelle, cet exercice pourra être reproduit sur une base annuelle et les résultats déposés à la Régie.

23.3 Selon le Distributeur, quels sont les mécanismes et les indicateurs de performance qui seraient appropriés pour assurer à la Régie que l'entente sera appliquée correctement dans le but de minimiser le coût total des approvisionnements électriques aux consommateurs québécois et ne donne pas d'avantages indus au Producteur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.2.

23.4 Veuillez indiquer la périodicité souhaitée par le Distributeur de la soumission à la Régie des indicateurs de performance relative à l'application de l'entente dans l'éventualité où l'entente serait approuvée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.2.