

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

1. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 6, lignes 15 à 18;
- ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, pages 7 et 8;
- iii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 13, lignes 24 et 25;
- iv) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 20, lignes 5 à 9;
- v) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 25, lignes 3 et 4;
- vi) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 20, lignes 9 à 18.

Préambule

- i) « Cette dernière a une portée plus large que l'entente d'intégration éolienne et permettra d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements. » (Nous soulignons)
- ii) « 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. Le Distributeur se dote d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroît grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement. » (Nous soulignons)
- iii) « L'Entente facilitera l'optimisation des approvisionnements du Distributeur, peu importe la climatologie devant survenir. » (Nous soulignons)
- iv) « Néanmoins, pour 2012, même si le bénéfice quantifiable du scénario avec modulation est plus modéré, son avantage en matière de gestion opérationnelle demeure indéniable. 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. » (Nous soulignons)
- v) « En somme, les différentes analyses démontrent que l'Entente demeure avantageuse, en matière de coûts d'approvisionnements, quels que soient les paramètres simulés. » (Nous soulignons)
- vi) « L'analyse de dispersion présentée au tableau 3.4 montre que pour la plupart des scénarios envisagés, l'Entente est avantageuse, c'est-à-dire que le total des coûts affectés par

l'Entente serait moindre avec le service de modulation comparativement à un scénario sans ce service. Considérant les surplus moins importants en 2012, les cas climatologiques très froids sont les seuls pour lesquels la modulation entraînerait une augmentation des coûts, estimée à 7 M\$ pour la moyenne des 7 cas sur les 36 qui sont situés au-delà d'un écart type sur la demande annuelle. Cependant, si on exclut de cette moyenne les cas extrêmes, soit ceux dont l'écart par rapport à la demande moyenne se situe à plus de 4 TWh, cette augmentation des coûts serait limitée à un peu moins de 5 M\$. » (Nous soulignons)

Demandes

- 1.1** Veuillez expliquer comment un accroissement de flexibilité, tel que mentionné aux références i) et ii), peut mener à une augmentation de coûts pour certains scénarios, tel que mentionné à la référence vi). Veuillez fournir une justification mathématique d'un tel phénomène, avec exemples chiffrés à l'appui.

Réponse :

L'Entente pourrait entraîner des coûts d'approvisionnement supérieurs à ceux d'un scénario sans modulation pour certains cas extrêmes de climatologiques froides en 2012, essentiellement en raison des surplus qui sont plus faibles en 2012 qu'en 2013 et 2014. En effet, le niveau plus faible de surplus en 2012 fait en sorte que dans un scénario climatologique froid, non seulement le Distributeur ne peut compter sur les revenus de revente du solde de modulation, mais il doit engager des coûts d'achats (marché de court terme ou cyclable) pour éviter un solde négatif en fin d'année. Ces scénarios réduisent aussi les volumes d'énergie à moduler, ce qui contribue à réduire les bénéfices des scénarios avec l'Entente.

- 1.2** Veuillez concilier l'affirmation de la référence iii) avec les résultats décrits à la référence vi) selon lesquels le Distributeur doit encourir des coûts additionnels si certains cas de climatologie surviennent.

Réponse :

Peu importe le scénario climatologique, l'Entente permet d'optimiser l'adéquation entre les moyens du Distributeur et les besoins à approvisionner en maximisant l'utilisation de l'électricité patrimoniale et en limitant les transactions sur les marchés de court terme. Cependant, pour les raisons évoquées en réponse à la question 1.1, certains scénarios pourraient entraîner des coûts additionnels.

De plus, le Distributeur rappelle que les gains de gestion opérationnels, qui n'ont pas été quantifiés dans la preuve au dossier, devraient

permettre de limiter les coûts si de tels scénarios climatologiques survenaient.

Voir aussi la réponse à la question 12.1

- 1.3** Veuillez concilier l'affirmation de la référence iv) avec les résultats décrits à la référence vi) selon lesquels le Distributeur doit encourir des coûts additionnels pour certains cas de demande et d'offre auxquels il pourrait avoir à faire face.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.4** Veuillez concilier l'affirmation de la référence v) avec les résultats décrits à la référence vi) selon lesquels le Distributeur doit encourir des coûts additionnels pour certains cas simulés avec certains ensembles de paramètres de demande et d'offre.

Réponse :

Tel que mentionné à la page 24 de la pièce HQD-1, Document 1, les résultats de l'analyse de sensibilité démontrent que l'avantage économique de l'Entente serait moindre advenant une baisse des prix de l'électricité sur les marchés. Or, considérant le niveau des prix de marché au cours des dernières années et le niveau des prix relativement faibles des prix à terme au moment de l'évaluation de l'Entente, le Distributeur estime que ce risque est somme toute limité.

Voir également la réponse à la question 1.2.

2. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 8, lignes 23 à 25;
- ii) R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 7, lignes 13 à 16;
- iii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 8, lignes 16 à 19;
- iv) R-3748-2010, Notes sténographiques du 3 juin 2011, page 32.

Préambule

- i) « 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. » (Nous soulignons)

- ii) « Le prix payable par le Distributeur pour le service d'équilibrage éolien, de 0,1 ¢/kWh, est appliqué à la valeur absolue de la somme quotidienne des écarts, pour chacune des heures de la journée, entre la quantité d'énergie éolienne programmée et la quantité d'énergie éolienne livrée au point de livraison. » (Nous soulignons)
- iii) « L'Entente implique la création d'un compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner. » (Nous soulignons)
- iv) « On a inséré ça dans le tableau 22.1. Le tableau 22.1 c'est un « worst case » scénario, c'est donc tous les coûts qui vont découler de la conclusion éventuelle d'une entente, se retrouvent là. Ils vont soit être égaux ou moindres. » (Nous soulignons)

Le tableau 22.1 se retrouve à la pièce B-0060, HQD-5, document 6, page 12 du dossier R-3748-2010.

Demandes

- 2.1 Veuillez fournir les explications qui justifient que, dans l'Entente Globale de Modulation (référence i)), le Distributeur doit payer, à chaque jour, pour la somme d'écarts horaires en valeur absolue alors que, dans l'entente d'intégration éolienne (référence ii)), il ne devait payer, à chaque jour, que pour la valeur absolue de la somme arithmétique en plus et en moins d'écarts horaires. Veuillez fournir l'impact économique pour le Distributeur de cette différence, sur la période de l'Entente.

Réponse :

Chacune des ententes constitue un tout indissociable. Une seule composante de l'une ne peut être comparée à une composante de l'autre. L'intérêt économique des deux ententes a été comparé et démontre que l'Entente globale de modulation est préférable à l'Entente d'intégration éolienne qui arrive à échéance.

- 2.2 Veuillez fournir les explications qui justifient que, dans l'Entente Globale de Modulation (référence i)), le Distributeur doit payer une prime au Producteur lorsque l'ajout prévu (et réel) à une heure donnée est supérieur au retrait réel à la même heure. Veuillez indiquer les inconvénients qu'encourt le Producteur dans un tel cas en supposant que la prévision de l'ajout est précise.

Réponse :

Les quantités d'énergie modulées correspondent à la différence en valeur absolue entre :

- (i) les ajouts réels, quelle que soit la prévision effectuée ;**
- (ii) les retraits réels, lesquels sont équivalents au programme de livraison confirmé, à 9h00, le jour précédant le début de la journée de livraison.**

Il s'agit donc de la différence entre deux données réelles de réception et de livraison.

Voir également la réponse à la question 1.4 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

Enfin, les impacts pour le Producteur de l'application de l'Entente lui sont propres et ne sont pas quantifiés par le Distributeur.

- 2.3** Veuillez fournir les explications qui justifient que, dans l'Entente Globale de Modulation (référence i)), le Distributeur doit payer une prime qui est fonction de l'écart entre l'ajout réel et le retrait réel alors que dans l'entente d'intégration éolienne (référence ii)), il ne devait payer qu'une prime qui était fonction de l'écart entre l'ajout programmé et l'ajout réel, n'assumant ainsi que les erreurs de prévision. Veuillez fournir l'impact économique pour le Distributeur de cette différence, sur la période de l'Entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

- 2.4** Veuillez fournir les explications qui justifient que, dans l'Entente Globale de Modulation (référence iii)), les ajouts sont basés sur la production des contrats assujettis alors que dans l'entente d'intégration éolienne (référence ii)), ils étaient basés sur l'énergie livrée au point de livraison. Veuillez fournir l'impact économique pour le Distributeur de cette différence, sur la période de l'Entente.

Réponse :

La production des contrats assujettis dans l'Entente est mesurée sur la base de l'énergie livrée au point de livraison.

- 2.5** Veuillez expliquer comment le montant de 7 \$CA/MWh de la référence i) a été obtenu à partir du tableau 22.1 de la référence iv) et ce, pour toutes les situations d'ajout et de retrait pour lesquelles ce montant s'applique dans l'Entente Globale de Modulation.

Réponse :

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

3. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 9, section 2.3, lignes 1 à 18;
- ii) Pièce B-0006, HQD-1, document 2, page 7;
- iii) R-3748-2010, pièce B-0023, HQD-4, document 1, pages 45 et 46, réponse 23.1.

Préambule

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

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

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

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

Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

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

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

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. »

- ii) « *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 de Transport. »*
- iii) Le Distributeur fournit le calcul détaillé du taux maximal de retrait de l'entente globale de modulation.

Demandes

- 3.1** Les coefficients multiplicateurs de 0,30, 0,40 et 0,90 de la référence i) sont basés sur des évaluations théoriques. Veuillez indiquer si ceux-ci seront ajustés au cours de la période si la réalité démontre qu'ils devraient être différents.

Réponse :

Ces coefficients représentent la contribution en puissance anticipée des différentes sources d'approvisionnement, tel qu'indiqué dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020 (dossier R-3748-2010).

Par ailleurs, ces paramètres sont fixés pour une durée de trois ans. Par contre, ils limitent les retraits horaires seulement lorsque les BRD sont supérieurs à 32 000 MW, conformément aux dispositions de l'article 3.1.3 (iii) (b) de l'Entente.

- 3.2** Les valeurs de PÉ, PPCH et PCCB de la référence i) pourraient changer n'importe quand à l'intérieur d'un mois avec la mise en service commercial de nouvelles ressources. Veuillez indiquer si les nouvelles valeurs seront considérées dès l'heure de leur changement ou seulement au début du prochain mois.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.7

- 3.3** Selon la référence i), le Distributeur peut demander la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie. Veuillez indiquer s'il y aurait une limite à une telle demande. Veuillez concilier cette limite, s'il y a lieu, avec celle décrite en référence iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2 de EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

- 3.4** Veuillez expliquer le choix de la valeur du 32 000 MW de la référence i) et fournir le calcul détaillé ayant amené à sa détermination. Veuillez indiquer si une telle valeur devrait, selon la justification fournie, augmenter avec le temps.

Réponse :

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

- 3.5** Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'UMQ selon laquelle la référence i) stipule que le Producteur ne pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie lors d'une heure où la prévision des besoins réguliers du Distributeur est inférieure à 32 000 MW. Par exemple, l'UMQ comprend que lors d'une heure où la prévision des besoins réguliers du Distributeur sera de 31 990 MW, le Producteur ne pourra pas refuser en totalité ou en partie une quantité de 1000 MW demandée par le Distributeur excédant la valeur horaire garantie.

Réponse :

Le Distributeur confirme.

- 3.6** Veuillez définir la notion de la référence ii) de « *l'acheminement optimal de l'énergie associée aux 32 000 MW* ».

Réponse :

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

- 3.7** Veuillez décrire avec l'aide d'un exemple chiffré comment sera faite la réduction de la référence ii).

Réponse :

Pour une heure donnée où la prévision des besoins réguliers du Distributeur sera de 31 900 MW et en présence d'une contrainte de transport de 200 MW, le Producteur aura la possibilité de refuser en totalité ou en partie les retraits demandés par le Distributeur excédant la valeur horaire garantie. Le producteur aura cette opportunité puisque le nouveau seuil dans l'exemple ci-dessus sera de 31 800 MW soit 32 000 MW – 200 MW.

4. Référence

Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 9, lignes 23 et 24.

Préambule

« 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. »

Demandes

- 4.1** Veuillez préciser si le Distributeur doit éviter un solde négatif du compte de modulation à toutes les heures à l'intérieur d'une l'année ou seulement à la fin de l'année.

Réponse :

Seulement à la fin d'une année.

- 4.2** Dans le cas où le Distributeur doit éviter un solde négatif du compte de modulation à toutes les heures de l'année, veuillez indiquer tous les moyens à sa disposition pour le faire et indiquer dans quels cas il ne pourrait pas éviter un tel solde négatif.

Réponse :

Sans objet.

- 4.3** Dans le cas où le Distributeur ne doit éviter un solde négatif du compte de modulation qu'à la fin de l'année, veuillez indiquer dans quels cas il ne pourrait éviter un tel solde négatif.

Réponse :

Tout au long de l'année, le Distributeur veillera à éviter un solde négatif en fin d'année en programmant des approvisionnements additionnels au besoin.

Toutefois, des événements pourraient survenir à la toute fin d'une année où il serait impossible pour le Distributeur d'éviter un solde négatif, lors des derniers jours de décembre, par exemple si une période de temps froid survenait et que le Distributeur ne pouvait trouver d'approvisionnements suffisants sur les marchés de court terme.

Un tel cas surviendrait exceptionnellement dans les circonstances où les valeurs horaires patrimoniales suffisantes (bâtonnets de longueur suffisante) ne seraient plus disponibles et que le solde du compte de modulation serait également épuisé.

Le cas échéant, le Distributeur pourrait se retrouver dans une situation où il aurait le choix entre dépasser le profil de livraison patrimonial ou effectuer des retraits menant à un solde négatif. Les deux choix comporteraient le même coût pour le Distributeur. Toutefois, les quantités concernées ne peuvent être élevées.

5. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 10, lignes 14 à 24;
- ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 14, lignes 17 à 19.

Préambule

- i) « *La puissance complémentaire correspond à une garantie de puissance fournie par le Producteur au Distributeur.*

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.

Pour chacun des mois où une quantité de puissance complémentaire sera fournie, le Distributeur paiera au Producteur un montant correspondant au produit de la quantité de puissance complémentaire par un prix de puissance. » (Nous soulignons)

- ii) *« La puissance complémentaire étant acquise selon un indice des prix de la puissance sur le marché de court terme, l'Entente n'entraîne pas de coûts supplémentaires à ce chapitre. »*

Demandes

- 5.1 Veuillez préciser si la puissance complémentaire sera fournie par le Producteur ou encore par les parcs éoliens, ces deux notions divergentes étant mentionnées à la référence i).

Réponse :

La puissance complémentaire est associée aux ressources du Producteur.

- 5.2 Veuillez expliquer comment les parcs éoliens pourraient fournir une puissance de 45 % tel que mentionné à la référence i).

Réponse :

Pour garantir des livraisons à la hauteur de 45 % de la puissance installée, les parcs éoliens doivent être appuyés par des ressources du Producteur à la hauteur de 15 %, puisque leur contribution propre est de 30 %.

- 5.3 En supposant que la puissance de 45 % serait fournie par les parcs éoliens, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur doit payer au Producteur un montant pour cette puissance.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

- 5.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a le choix à chaque mois de prendre et de payer ou non la puissance complémentaire. S'il a le choix, veuillez indiquer le préavis qui s'appliquerait.

Réponse :

La puissance complémentaire doit être payée uniquement lors des mois de janvier, février, mars et décembre. Cette puissance est alors incluse dans les bilans de puissance du Distributeur.

- 5.5 Si, pour un mois donné, le Distributeur voulait prendre plus que le 15 % de puissance complémentaire et que le Producteur avait une puissance disponible correspondant au besoin additionnel du Distributeur, veuillez indiquer si l'Entente le permettrait. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi elle ne pourrait pas être modifiée pour le permettre.

Réponse :

La puissance complémentaire permet de raffermir les livraisons en énergie et d'augmenter la contribution propre en puissance des contrats éoliens de 15 %. L'Entente ne prévoit pas l'acquisition de puissance complémentaire supérieure à ce niveau.

- 5.6 Veuillez indiquer si la citation de la référence ii) est exacte dans un cas où le Distributeur est en situation de surplus et n'a pas de besoins pour de la puissance pour un mois donné.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.2 d'UC à la pièce HQD-2, Document 8.

- 5.7 La puissance installée dont il est fait mention à la référence i) pourrait changer n'importe quand à l'intérieur d'un mois avec la mise en service commercial de nouvelles ressources. Veuillez indiquer si, pour l'établissement de la puissance complémentaire, les nouvelles valeurs seront considérées dès l'heure de leur changement ou seulement au début du prochain mois.

Réponse :

Le paragraphe 3.2.1 de l'Entente stipule que l'ajustement est effectué dès la mise en service. Il faut comprendre le jour même.

6. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 15, lignes 8 et 9;
- ii) R-3573-2005, HQD-2, document 1, page 10, lignes 11 à 16.

Préambule

- i) « *Le Distributeur dispose de prévisions de la demande basées sur 36 années de données climatologiques historiques (1971-2006). De plus, basées sur ces mêmes années de climatologie, des prévisions horaires de la production éolienne ont été produites. Ainsi, pour chaque année couverte par l'Entente, soit 2012 à 2014, 36 cas climatiques d'offre et de demande ont été analysés.* »
- ii) « *Le Distributeur considère que la période initiale de cinq (5) ans couverte par l'entente est justifiée et nécessaire à (1) la mise en service d'une part substantielle du parc d'éoliennes, (2) la cueillette de données sur le vent et la production des parcs éoliens et, enfin, (3) l'analyse et la production d'études qui permettent d'assurer la reconnaissance de la contribution de la production éolienne au bilan en puissance du Distributeur.* » (Nous soulignons)

Demandes

- 6.1** Veuillez fournir, pour chaque site et pour la somme des sites, les prévisions horaires de la production éolienne de la référence i), pour chaque heure de la période de 36 ans de 1971 à 2006.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.4 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 6.2** Veuillez fournir les prévisions horaires de la demande pour 2012, basées sur les 36 années de données climatologiques de la période 1971-2006.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.6-a d'EBM à la pièce HQD-2, Document 3.

- 6.3** Veuillez fournir, pour chaque site en exploitation et pour la somme des sites, les productions horaires réelles des parcs éoliens depuis le moment de leur

première heure de production jusqu'à aujourd'hui, incluant les heures de tests et de rodage avant leur mise en service commercial.

Réponse :

Avec égards, le Distributeur juge que l'information détaillée demandée n'est pas nécessaire aux fins de l'analyse du présent dossier par la Régie. Voir le paragraphe [25] de la décision D-2011-160.

- 6.4** Veuillez indiquer de quelle façon la cueillette de données sur le vent et la production des parcs éoliens sur la période couverte par l'entente d'intégration éolienne, tel que mentionné à la référence ii), a été utilisée dans le cadre du présent dossier R-3775-2011.

Réponse :

Les données de vent utilisées pour les fins du présent dossier couvrent l'historique météorologique de 1971 à 2006. Les données de vent relatives à la référence (ii) ont été utilisées à des fins de calibration pour établir les séries chronologiques reconstituées.

Par ailleurs, la production réelle (2007-2010) représente toujours un historique trop court pour constituer la seule base d'évaluation dans un dossier comme celui actuellement sous examen.

- 6.5** Veuillez indiquer sur quel scénario de prévision de la demande du Distributeur ont été basées les prévisions horaires de la référence i). Veuillez indiquer la date de préparation de ce scénario de prévision.

Réponse :

Le présent dossier est basé sur le scénario de prévision de la demande de mai 2011, lequel est également utilisé pour le dossier R-3776-2011. Voir également la réponse à la question 3.1 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

7. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 15, lignes 12 à 21;
- ii) R-3748-2010, HQD-1, document 1, page 19, lignes 5 à 10.

Préambule

- i) « 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. »

- ii) « L'analyse de la prévision de la demande présentée dans les sections précédentes a porté sur les besoins énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions climatiques normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :
- l'aléa découlant des conditions climatiques ;
 - l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales. »

Demandes

- 7.1 Veuillez fournir les données horaires des quantités d'énergie provenant des contrats de biomasse et des petites centrales hydrauliques qui ont été utilisées dans les simulations horaires, pour chaque année de l'Entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.4 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

- 7.2 Veuillez fournir une description détaillée de la méthode (modèles, algorithmes règles de décision, etc.) qui sera utilisée dans les opérations quotidiennes du Distributeur, à partir du 1^{er} janvier 2012, pour déterminer de façon horaire :
- a) l'utilisation du contrat cyclable et de l'entente cadre avec le Producteur;
 - b) les achats de court terme;
 - c) les reventes anticipées;
 - d) l'utilisation de l'électricité patrimoniale;

- e) les retraits du compte de modulation.

Réponse :

Pour chacune des heures de l'année, les besoins réguliers du Distributeur (BRD) doivent être satisfaits à partir d'un portefeuille d'approvisionnement afin de gérer les différents risques du Distributeur, ainsi que son équilibre offre/demande dans une perspective de minimisation du coût annuel.

De façon générale, pour chaque heure des jours visés par une décision, les opérations quotidiennes comprennent les étapes suivantes :

- **Compilation des BRD pour toutes les heures d'une année en tenant compte de différents cas de demandes associés à la climatologie ;**
- **Compilation de tous les éléments du portefeuille d'approvisionnements disponibles le jour de l'analyse, dont :**
 - **Contributions patrimoniales horaires ;**
 - **Contrat de base avec HQP (si non différé) ;**
 - **Contrat cyclable avec HQP (si non différé) ;**
 - **Rappel de puissance avec HQP (Énergie différée) ;**
 - **Achats sur les marchés (dispense et appels d'offres de court terme) ;**
 - **Reventes de surplus ;**
 - **Électricité interruptible ;**

À ces éléments du portefeuille s'ajoute, l'Entente globale de modulation.

- **Détermination des approvisionnements requis selon plusieurs scénarios établis en fonction des circonstances et de leur impact sur l'objectif de gestion de l'équilibre offre/demande, de gestion des risques ainsi que sur la minimisation des coûts annuels ;**
- **Sélection d'une stratégie qui vise à maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale tout en considérant les aléas sur la demande.**

Les achats sur les marchés et les reventes de surplus sont contraints par les disponibilités des interconnexions et des transactions à prix fixes qui sont souvent limitées à des produits relativement standards. Cela diminue parfois le nombre de scénarios opérationnels.

En mode prévisionnel, l'Entente cadre avec le Producteur n'est pas considérée comme une source d'approvisionnement mais les dépassements accumulés dans une année deviennent une composante de l'analyse quotidienne, lorsqu'il y a lieu.

- 7.3** Veuillez indiquer si, à votre avis, la méthode utilisée et décrite en réponse à la demande précédente permet d'obtenir une solution optimale pour la gestion des approvisionnements sur l'année courante, tout en considérant les impacts multi-annuels.

Réponse :

La gestion opérationnelle des approvisionnements du Distributeur tient compte des conditions réelles d'offre et de demande et vise à équilibrer le bilan à toutes les heures. De fait, en mode opérationnel, le Distributeur gère son portefeuille d'approvisionnements dans une optique de minimisation des coûts, en s'adaptant aux aléas de l'offre et de la demande, tant sur une base quotidienne qu'annuelle, et ce, en tenant compte de diverses contraintes techniques et commerciales. Le Distributeur a donc adopté une approche permettant de tenir compte des différents risques auxquels il est confronté dans sa prise de décision. Voir également la réponse à la question 7.2.

- 7.4** Dans l'affirmative, veuillez fournir une démonstration de l'optimalité mathématique de la méthode décrite en réponse à la demande 7.2 ci-haut. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi une approche optimale n'est-elle pas utilisée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.3.

- 7.5** Pour la réalisation des simulations horaires mentionnées à la référence i), veuillez indiquer si elles ont été faites selon la même méthode que celle décrite en réponse à la demande 7.2. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi les méthodes sont différentes et décrire celle qui est utilisée pour la réalisation des simulations horaires pour chacun des cas sans et avec entente de modulation.

Réponse :

Les simulations effectuées pour chacune des années couvertes par l'Entente sont réalisées à partir de 36 scénarios de besoins et 36 scénarios d'ajouts, et considérant les hypothèses énoncées aux pages 15 et 16 de la pièce HQD-1, Document 1. En mode prévisionnel, le Distributeur satisfait chacun des scénarios de demande à partir de son portefeuille d'approvisionnement et en fonction de sa stratégie de

gestion. En mode opérationnel, il aura de plus l'opportunité d'optimiser au fil des jours et des mois tous les moyens à sa disposition pour tirer le maximum de l'Entente, conformément à la méthode présentée en réponse à la question 7.2.

- 7.6 Veuillez indiquer si les simulations horaires mentionnées à la référence i) tiennent compte de l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales) spécifiée à la référence ii). Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi cet aléa n'est pas été pris en compte.

Réponse :

L'Entente a principalement pour objectif de favoriser la répartition annuelle des approvisionnements de façon à répondre à la saisonnalité des besoins du Distributeur. Puisque le coût de l'utilisation de l'Entente est sensible aux hypothèses sur la production éolienne et sur la demande, et qui sont elles-mêmes fonction de l'aléa climatique, le Distributeur a évalué la rentabilité de l'Entente sur la base de 36 scénarios climatologiques de production éolienne et de demande.

Pour les mêmes raisons, l'aléa prévisionnel sur la demande prévue n'a pas été pris en compte aux fins d'évaluation de la rentabilité de l'Entente. Cette dernière ainsi que tous les autres moyens du Distributeur, notamment les Conventions d'énergie différée, le contrat de base, le contrat cyclable et l'option de suspension de la centrale TCE, procureront suffisamment de flexibilité pour permettre au Distributeur de réduire les risques associés à l'aléa prévisionnel sur la demande.

- 7.7 Veuillez indiquer si les simulations horaires mentionnées à la référence i) tiennent compte, dans le calcul des primes associées aux ajouts et retraits, de l'aléa sur la prévision de la production éolienne à court terme. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi cet aléa n'est pas été pris en compte et veuillez évaluer l'effet de cette non prise en compte sur les analyses de rentabilité effectuées par le Distributeur.

Réponse :

L'aléa prévisionnel sur la production éolienne est entièrement à la charge du Producteur. Voir également la réponse à la question 7.6.

8. Référence

Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 16, lignes 3 à 5.

Préambule :

« Pour l'évaluation des coûts associés aux scénarios, les prix des transactions de court terme, de même que les prix pour la revente du solde de modulation sont basés sur la moyenne des prix à terme du 1^{er} janvier au 30 juin 2011. »

Demandes

- 8.1** Veuillez indiquer si la moyenne des prix mentionnés à la référence est basée sur toutes les heures de la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011.

Réponse :

Il s'agit de la moyenne des prix à terme quotidiens à la fermeture sur le NYMEX pour chaque jour ouvrable entre le 1^{er} janvier 2011 et le 30 juin 2011.

- 8.2** Veuillez fournir un historique des prix à terme mentionnés en référence pour toutes les heures des 5 dernières années.

Réponse :

Le Distributeur ne peut fournir les données demandées. Les données du NYMEX, bien qu'elles soient publiques et puissent être utilisées à des fins personnelles, ne peuvent être retransmises. Voir à cet effet « Usage Restrictions » à l'adresse :

<http://www.cmegroup.com/disclaimer.html>

9. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, pages 17 à 19, tableaux 3.1 à 3.3;
- ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 22, tableau 3.4;
- iv) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 24, tableau 3.6;
- v) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, pages 36 à 38, tableaux 3A-1 à 3A-3.

Préambule

- i) La référence présente les résultats globalisés de l'analyse de rentabilité de l'Entente par rapport à un scénario sans modulation, pour les 3 années de l'Entente.
- ii) La référence présente une analyse de la dispersion des 36 cas simulés pour chaque année de l'Entente et montre notamment la dispersion des coûts totaux avec et sans modulation.
- iii) La référence présente une analyse de sensibilité des résultats à une variation des prix à terme et montre la moyenne des 36 années de climatologie pour chaque année de 2012 à 2014.
- iv) La référence présente les résultats globalisés de l'analyse de rentabilité de l'Entente par rapport au scénario avec intégration éolienne, pour les 3 années de l'Entente.

Demandes

9.1 Pour chacun des 3 tableaux de la référence i), veuillez fournir 36 tableaux selon le même format, présentant les résultats des 36 cas climatologiques pris séparément.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

9.2 Comme détail du tableau de la référence ii), veuillez fournir les coûts totaux avec et sans modulation pour chaque année de l'Entente et pour chacun des 36 cas climatologiques pris séparément.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

9.3 Comme détail du tableau de la référence iii), veuillez fournir les informations du tableau pour chaque année et pour chacun des 36 cas climatologiques pris séparément.

Réponse :

L'information présentée à la référence iii) vise à démontrer la robustesse des résultats de l'analyse de rentabilité présentés dans la preuve. Avec égards, le Distributeur juge que l'information détaillée demandée n'est pas nécessaire aux fins de l'analyse du dossier par la Régie.

- 9.4** Pour chacun des 3 tableaux de la référence iv), veuillez fournir 36 tableaux selon le même format, présentant les résultats des 36 cas climatologiques pris séparément.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.3.

- 9.5** Parmi les 36 cas climatologiques simulés pour l'année 2012, fournir un fichier Excel détaillé pour le cas qui a engendré le plus grand gain pour l'Entente globale de modulation par rapport à un scénario sans modulation. Le fichier Excel doit contenir, pour chacune des 8784 heures de l'année, toutes les informations faisant partie de la simulation et servant au calcul du gain.

Réponse :

Pour les résultats des 36 cas climatologiques simulés pour l'année 2012, voir la réponse à la question 4.5 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

Voir également la réponse à la question 13.1 du RNCREQ à la pièce HQD-2, Document 6.

- 9.6** Parmi les 36 cas climatologiques simulés pour l'année 2012, fournir un fichier Excel détaillé pour le cas qui a engendré la plus grande perte pour l'Entente globale de modulation par rapport à un scénario sans modulation. Le fichier Excel doit contenir, pour chacune des 8784 heures de l'année, toutes les informations faisant partie de la simulation et servant au calcul du gain.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.5.

10. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, pages 17 à 19, tableaux 3.1 à 3.3;

- ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 25, lignes 5 à 10.

Préambule

- i) Les tableaux de la référence montrent des gains espérés de 3,8 M\$ en 2012, de 13,6 M\$ en 2013 et de 16,4 M\$ en 2014 en faveur du scénario avec modulation par rapport au scénario sans modulation.
- ii) « À titre illustratif, le Distributeur produit une analyse de rentabilité en comparant le scénario avec modulation à un scénario avec prolongation de l'entente d'intégration éolienne. Le gain généré par le scénario avec modulation atteindrait alors 25 M\$ en 2012, 53 M\$ en 2013 et 68 M\$ en 2014. »

Demandes

- 10.1** Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de l'UMQ, basée sur les chiffres donnés en référence, selon laquelle le gain généré par un scénario sans modulation serait plus avantageux qu'un scénario avec prolongation de l'entente d'intégration éolienne pour les années de 2012 à 2014.

Réponse :

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

- 10.2** Veuillez expliquer, avec chiffres à l'appui, pourquoi le scénario sans modulation serait plus avantageux que le scénario avec prolongation de l'entente d'intégration éolienne.

Réponse :

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

- 10.3** Veuillez fournir une analyse qualitative et quantitative sur les gains ou pertes réels de l'entente d'intégration éolienne (par rapport à un scénario sans une telle entente) depuis sa mise en place le 22 novembre 2006.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1.

10.4 Veuillez indiquer, à partir des données réelles et prévues, quel aurait été le gain (ou la perte) en 2011 en faveur du scénario avec modulation (s'il avait été en vigueur en 2011) par rapport à un scénario sans modulation.

Réponse :

Cette demande dépasse le cadre du présent dossier. La Régie a déjà approuvé la prolongation de l'Entente d'intégration éolienne jusqu'à la fin de l'année 2011 (D-2011-012) et l'Entente globale de modulation couvre la période 2012 à 2014.

10.5 Veuillez indiquer, à partir des données réelles et prévues, quel aurait été le gain (ou la perte) en 2011 en faveur du scénario avec modulation (s'il avait été en vigueur en 2011) par rapport au scénario de prolongation de l'entente d'intégration éolienne.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.4.

11. Références

- i) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 28, lignes 10 à 14;
- ii) Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 28, lignes 15 à 18.

Préambule

- i) *« Par contre, les variations de charge plus importantes entraînent l'arrêt et le démarrage de groupes, nécessitant la mise en attente de ressources pendant la période qui précède leur synchronisation ; ces ressources ne peuvent alors être utilisées à des fins productives. »*
- ii) *« Bien que la tarification du service de suivi de la charge soit basée sur le prix du RFP, ce service ne suffirait pas à lui seul à satisfaire les besoins identifiés. Un recours à des ressources plus coûteuses est donc requis. Ainsi, afin de refléter la valeur additionnelle du service de suivi de la charge par rapport au RFP, le prix est établi à 150 % du RFP. »*

Demandes

- 11.1** Veuillez expliquer en quoi, tel que mentionné à la référence i), l'arrêt de groupes nécessite la mise en attente de ressources pendant la période qui précède leur synchronisation.

Réponse :

Si, lors d'une heure donnée, un groupe est appelé à être synchronisé à l'intérieur de l'heure pour les fins de l'alimentation de la charge locale, il ne peut être engagé pour des ventes sur les marchés voisins, à l'intérieur de la même heure. Les procédures encadrant les réservations de transport sur le réseau de TransÉnergie ainsi que les normes régissant les transactions entre les différentes zones de réglage ne permettent pas une telle flexibilité.

- 11.2** Veuillez expliquer pourquoi les ressources en attente pendant la période qui précède leur synchronisation ne peuvent pas être utilisées à des fins productives, tout simplement en les synchronisant plus tôt, par exemple.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

- 11.3** Veuillez fournir une justification détaillée du facteur de 150% mentionné à la référence ii).

Réponse :

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

12. Référence

Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 31, lignes 3 à 10.

Préambule

« Outre les considérations quantifiables, l'Entente conclue avec le Producteur est un outil important de gestion opérationnelle pour le Distributeur. Elle contribuera à optimiser l'ensemble des approvisionnements, tant patrimoniaux que postpatrimoniaux. La plus grande flexibilité qu'elle apporte permettra au Distributeur de faire face à

un vaste éventail de cas d'offre et de demande, tout en réduisant grandement le volume de transactions sur les marchés de court terme. Elle constituera ainsi un atout considérable pour la gestion de l'équilibre énergétique ainsi que pour la gestion des risques climatiques affectant les besoins et la production variable. » (Nous soulignons)

Demandes

- 12.1** Veuillez indiquer quelles sont les considérations mentionnées dans la référence qui n'ont pas été prises en compte quantitativement dans les analyses de rentabilité faites par le Distributeur dans le présent dossier.

Réponse :

Les considérations relèvent de la gestion des risques, considérablement facilitée par la présence d'un compte de modulation.

Par exemple, si un hiver très froid se présentait en début d'année, le Distributeur pourrait utiliser pleinement les retraits du compte de modulation pour satisfaire ses besoins additionnels reliés à l'aléa climatique. Lors des mois suivants, il pourrait augmenter ses rappels liés au compte d'énergie différée afin de minimiser les retraits du compte de modulation.

Par ailleurs, l'Entente représente, pour le Distributeur, un outil de gestion opérationnel qui apporte beaucoup de flexibilité dans un contexte où les aléas sur les besoins sont très importants et où les prévisions sur des horizons de court terme sont souvent imprécises.

13. Références

- i) B-0006, HQD-1, document 1, page 7;
- ii) R-3573-2005, HQD-1, document 1, page 3.

Préambule

- i) « *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.* » (Nous soulignons)
- ii) « *Le Distributeur doit soumettre au Producteur, avant 16h00 le jour précédent la livraison, le programme des livraisons d'énergie*

éolienne pour chaque heure de la journée suivante. Le Distributeur peut, jusqu'à quatre heures avant l'heure de la livraison, réviser le programme pour cette heure, lequel, le cas échéant, devient le programme final du Distributeur pour cette heure. Le programme final du Distributeur servira de référence pour calculer l'écart entre la quantité d'énergie éolienne programmée et la quantité d'énergie éolienne livrée au point de livraison. » (Nous soulignons)

Demande

- 13.1** Veuillez fournir les explications qui justifient que, dans l'Entente Globale de Modulation (référence i)), le Distributeur doive confirmer ses programmes finaux plus de 32 heures à l'avance alors que dans l'entente d'intégration éolienne (référence ii)), il pouvait le faire jusqu'à 4 heures à l'avance. Veuillez fournir l'impact économique pour le Distributeur de cette différence, sur la période de l'Entente.

Réponse :

Selon l'Entente d'intégration éolienne, le Distributeur ne dispose d'aucun moyen de programmer des livraisons d'électricité. L'approvisionnement est uniforme, selon la puissance installée des parcs en service, sans aucune flexibilité horaire. Selon cette entente, seule une prévision de la production des parcs éoliens était fournie au Producteur pour les fins de sa planification de la production jusqu'à 4 heures à l'avance.

Les délais de programmation des retraits reflètent les caractéristiques des marchés du lendemain (Day Ahead Market) pour se procurer (ou revendre) des quantités additionnelles d'électricité.

14. Référence

R-3748-2010, B-0028, HQD-4, document 3, page 10, réponse 4.7.

Préambule

« Par ailleurs, la nature même de l'entente globale de modulation consiste à combler l'impact de la variabilité des sources de production comme l'éolien par des livraisons programmées au gré des besoins du Distributeur. Ce service implique donc la prise en charge, par la (sic) fournisseur, du risque relié à la variabilité. »

Demandes

14.1 Veuillez spécifier quels sont les risques liés à la variabilité qui sont pris en charge par le fournisseur, tel que mentionné à la référence.

Réponse :

Les risques dont il est question portent sur les variations horaires, l'impossibilité de prévoir parfaitement la production, de même que l'incertitude sur les apports éoliens mensuels et annuels. Ces risques s'appliquent également aux autres contrats assujettis, mais avec une ampleur moindre que dans le cas de l'éolien.

14.2 Veuillez indiquer si les risques dont il est fait mention dans la référence, même s'ils sont pris en charge par le fournisseur, sont compensés par le Distributeur. Dans l'affirmative veuillez expliquer en détail comment et selon quelle formule. Dans la négative, veuillez indiquer pourquoi ils ne sont pas compensés.

Réponse :

Les différents services compris dans l'Entente et les prix qui y sont associés visent à compenser le Producteur pour les risques qui lui sont transférés.

Le Distributeur insiste sur le fait que l'Entente doit être prise dans sa globalité et que chacun des risques ne peut être juxtaposé à un service particulier en assumant que le Distributeur puisse acheter les services à la pièce. L'analyse économique porte d'ailleurs sur la comparaison de l'Entente à une situation où aucun service d'équilibrage n'était fourni.