

15 février 2011
No de dossier: R-3748-2010
Demande de renseignements no 1 de UC
Page 1

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3748-2010

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2011-2020 DU DISTRIBUTEUR

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1
DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

15 février 2011

CONTRIBUTION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 23, tableau 3.1-1, note de bas de page.
(ii) HQD-1, Document 1, page 26, tableau 3.2-1, note de bas de page (A/O 2009-02 – Éolien III).

Préambule

À la référence (i), le Distributeur indique que dans son bilan en puissance l'énergie éolienne inclut la contribution de l'entente d'intégration, soit 35%, jusqu'en décembre 2011 et qu'à compter de 2012, la contribution en puissance est de 30%.

Demandes :

- 1.1 Veuillez justifier la baisse de la contribution éolienne de 35% à 30% indiquée à la référence (i).
- 1.2 Veuillez justifier les contributions en puissance de 30% et en énergie de 36% indiquées à la référence (ii).
- 1.3 Veuillez déposer copie de toutes études en appui de vos évaluations.
- 1.4 Veuillez préciser si la baisse de la contribution éolienne à la pointe d'hiver est due au profil de livraisons des éoliennes ou au besoin du Distributeur.

PROFIL-TYPE DE PRODUCTION MENSUELLE DES ÉOLIENNES

Référence : (i) HQD-1, Document 1, pages 30-31 :

« Au-delà de 2011, aucun service d'intégration éolienne n'est inclus [dans le bilan en énergie du Distributeur avant déploiement des moyens de gestion existants] et la contribution prévue des parcs éoliens suit le profil-type de production mensuelle établi selon les résultats d'analyses réalisées par la firme de consultants en énergie éolienne Hélimax Énergie. »

Demandes :

- 2.1 Veuillez fournir le profil-type mentionné à la référence (i).

ENTENTE GLOBALE CADRE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 24, lignes 15-17 :

« En février 2009, le Distributeur a conclu une nouvelle entente globale cadre avec le Producteur. Approuvée par la Régie le 21 août 2009, l'entente d'une durée de cinq ans est en vigueur depuis le 1er janvier 2009 et se terminera le 31 décembre 2013. »

Préambule

La référence (i) indique que l'entente globale cadre avec le Producteur se terminera le 31 décembre 2013.

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer les hypothèses retenues par le Distributeur relativement aux services rendus par l'entente globale cadre après son expiration.

3.2 Veuillez indiquer si les stratégies d'approvisionnement à plus long terme par le Distributeur décrites aux pages 46 – 53 de HQD-1, Document 1, sont influencées ou non par le renouvellement de l'entente globale cadre après son expiration. Veuillez élaborer votre réponse.

BILAN EN ÉNERGIE AVANT DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 31, tableau 4.1-1.

(ii) HQD-1, Document 1, page 16, ligne 3 à 5.

Préambule

À la référence (i), le Distributeur présente son bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestion existants selon sa prévision des « besoins visés par le Plan » du scénario moyen. Il indique, à la référence (ii) que la croissance des ventes du secteur Industriel Grandes entreprises se retrouve en majeure partie dans l'industrie de l'aluminium, qui profite d'un projet potentiel d'expansion de 500 MW, à l'horizon 2015-2016.

Demandes :

4.1 Veuillez fournir le besoin en énergie (en TWh) du projet potentiel d'expansion mentionné à la référence (ii).

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 4

4.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'énergie et la puissance du projet potentiel d'expansion de 500 MW mentionné à la référence (ii) ont été intégrées dans la demande prévue du scénario moyen, à l'horizon 2015-2016.

4.3 Veuillez expliquer les raisons de l'inclusion (ou de l'exclusion) de ce projet dans l'établissement du scénario moyen de prévision de la demande.

4.4 Veuillez confirmer que les déficits en puissance en hiver et les surplus énergétiques qui ont été présentés par le Distributeur dans ses bilans tiennent compte de l'inclusion du projet potentiel d'expansion de 500 MW mentionné à la référence (ii).

4.5 Veuillez indiquer la nature des risques associés à ce projet.

4.6 Veuillez compléter le bilan présenté à la référence (i) jusqu'en 2027, soit l'année d'expiration des contrats en base et cyclable avec le Producteur et des conventions d'énergie différées.

UTILISATION DU CONTRAT CYCLABLE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 32, lignes 15 à 23 :

« Utilisation du contrat cyclable

Conformément aux dispositions du contrat original, les livraisons d'énergie du contrat cyclable (250 MW) seront programmées en fonction des besoins du Distributeur. Le Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan.

L'utilisation de cette mesure est sujette à l'évolution de la prévision de la demande et au niveau du solde du compte d'énergie différée. En cas de réalisation d'un scénario de demande plus élevée, à moyen et long termes, le Distributeur pourrait être amené à revoir sa stratégie au sujet de l'utilisation du contrat cyclable et recommencer à en différer les livraisons. »

Demandes :

5.1 Veuillez préciser à quelles dispositions précises du contrat original vous voulez faire référence à la référence (i).

5.2 Veuillez démontrer la rentabilité de ne plus différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan, en tenant compte de l'évolution de la demande et du niveau du solde du compte d'énergie différée prévue par le Distributeur.

UTILISATION DU CONTRAT EN BASE DE 350 MW

Référence : (i) HQD-1, Document 1, pages 32 à 33.

Demandes :

6.1.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la transaction de vente avec le Producteur mentionnée à la référence (i) est la même que les « transactions financières avec le Producteur » en 2010 et 2011 présentées par le Distributeur dans le dossier tarifaire R-3740-2010.

6.1.2 La transaction de vente avec le Producteur a-t-elle été approuvée par la Régie?

6.2.1 Veuillez fournir les coûts des approvisionnements nets des revenus de la revente des surplus pour les deux scénarios suivants:

1) transaction de vente avec le Producteur mentionnée à la référence (i) du présent dossier et;

2) sans transaction « financière » avec le Producteur, en différant l'énergie sur la période 2010-2011.

6.2.2 Veuillez fournir le détail des données utilisées et des calculs, notamment en ce qui concerne le coût d'approvisionnement, le coût des transactions avec le Producteur, et les revenus de revente d'énergie pour chacune des années de la période 2010-2027.

CARACTÉRISATION DES APPROVISIONNEMENTS REQUIS

Références : (i) HQD-1, Document 1, page 39, graphique 4.3-1 (Courbes des approvisionnements requis horaires classés).

(ii) HQD-1, Document 1, page 40, graphique 4.3-2A (Profil mensuel des approvisionnements requis – Année 2013)

(iii) HQD-1, Document 1, page 41, graphique 4.3-2B (Profil mensuel des approvisionnements requis – Année 2017)

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer les méthodologies utilisées par le Distributeur pour déterminer les valeurs horaires et mensuelles présentées aux références (i), (ii) et (iii).

7.2 Veuillez expliquer la méthode d'établissement des besoins après moyens de gestion existants et des surplus présentés à la référence (i) et fournir des formules de calculs utilisées par le Distributeur pour établir ces besoins.

7.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur tient compte de la contribution de l'énergie éolienne dans la détermination des approvisionnements requis et des surplus énergétiques (références i, ii, et iii), en considérant que la production éolienne varie d'heure en heure.

7.4 Veuillez confirmer que les résultats de calculs présentés aux références (i) à (iii) ne reflètent aucun service d'équilibrage éolien ni de modulation globale avec le Producteur.

SUSPENSION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 32, lignes 1 à 3 :

« Compte tenu de la situation énergétique, la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TCE est maintenue jusqu'en décembre 2016 inclusivement, et ce, strictement à des fins de planification. »

(ii) Dossier R-3704-2009, HQD-1, Document 1, page 20 (Analyse économique).

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer ce que le Distributeur veut indiquer par l'usage de l'expression « *strictement à des fins de planification* » utilisée à la référence (i).

8.2 Veuillez justifier la rentabilité de la suspension des livraisons de TCE jusqu'en 2016 inclusivement.

8.3 Veuillez fournir les analyses économiques des années 2011 à 2016 similaires à celle de l'année 2010 qui a été présentée par le Distributeur au dossier R-3704-2009 [référence (ii)], en relation avec la suspension de TCE pour l'année 2010.

MODULATION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 42, lignes 5 à 13.

Préambule

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 7

Le Distributeur indique à la référence (i) que des discussions se poursuivront avec TCE en vue d'une modulation des livraisons de la centrale de TCE. Il y indique également que, dans le cas où les discussions avec TCE ne permettraient pas de conclure une entente, il envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance.

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si la modulation des livraisons de la centrale de TCE nécessite ou non des modifications physiques de cette centrale.

9.2 La centrale de TCE peut-elle fournir de l'énergie à l'année longue après l'éventuelle entente entre le Distributeur et TCE relativement à sa modulation?

9.3 Veuillez fournir un estimé des coûts et des délais qui seraient requis à la modulation des livraisons envisagée par le Distributeur.

9.4 Veuillez indiquer la date la plus rapprochée où les livraisons modulables de TCE seraient possibles.

9.5 Veuillez indiquer les considérations techniques et/ou commerciales potentielles qui pourraient empêcher la conclusion d'une entente avec TCE.

9.6 Veuillez indiquer les alternatives à la modulation des livraisons de TCE permettant au Distributeur d'équilibrer ses bilans en énergie et en puissance.

9.7 Dans le cas où le Distributeur ne considère pas le stockage d'énergie comme une alternative à la modulation des livraisons de TCE, veuillez en fournir les raisons.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-1.

(ii) HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2.

(iii) HQD-1, Document 1, page 53, tableau 4.4-4.

(iv) HQD-3, Document 1, pages 10 à 11 (Réponse du Distributeur à la DDR no 1 de la

Régie) :

« Selon le scénario envisagé et présenté au plan d'approvisionnement (section 4.4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1), le Distributeur planifie :

(a) la suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en décembre 2014 et

(b) la modulation des livraisons, à compter de janvier 2015, afin de combler les besoins d'hiver seulement.

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 8

Ce scénario d'approvisionnement permet au Distributeur de combler des besoins d'hiver de plus en plus importants, sans ajouter de pression sur les surplus qui surviennent au cours des autres mois de l'année.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'en l'absence d'une entente à cet effet avec TCE, le scénario retenu, pour des fins de planification, consisterait à suspendre les livraisons d'électricité de sa centrale jusqu'en décembre 2016, puis à utiliser la centrale en base par la suite.

Il n'est par contre pas exclu qu'une croissance plus rapide que prévu des besoins en hiver puisse entraîner le devancement du redémarrage des livraisons de la centrale de TCE. »

Préambule

Les références (i) à (iii) indiquent que le Distributeur envisage la modulation des livraisons de TCE à partir de l'hiver 2014-2015. La référence (ii) indique une contribution nette en puissance de 492 MW pour 2014-2015 et 2015-2016, après la prise en compte de la réserve. (Les références (i) et (iii) indiquent que la puissance de TCE est de 547 MW).

Demandes :

10.1 Veuillez expliquer les raisons du choix de l'année 2014-2015 pour débiter les livraisons modulables de TCE, au lieu d'une date potentielle plus hâtive ou plus tardive.

10.2 Veuillez fournir une analyse économique de l'option de modulation des livraisons de TCE à partir de 2014-2015.

10.3 Veuillez confirmer que la modulation des livraisons de TCE est plus rentable que sa suspension, compte tenu des coûts d'achat de puissance et des pertes ou gains associés à la revente d'énergie. Veuillez élaborer votre réponse.

10.4 Veuillez indiquer comment HQD entend disposer des surplus additionnels qui seraient ainsi créés par la modulation des livraisons de TCE par rapport à sa suspension et fournir les données et résultats appuyant votre réponse.

DISPONIBILITÉ DES 400 MW ADDITIONNELS DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

Référence : (i) HQD-1, Document 1, pages 42 à 43.

(ii) HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2.

Préambule

La référence (i) indique que la disponibilité d'un bloc de 400 MW demeure sujette à une confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédant la pointe hivernale. La référence (ii) indique que le Plan envisage l'utilisation de ce bloc de 400 MW à partir de 2011-2012 et que malgré cette utilisation, le Distributeur devrait faire appel aux marchés de court terme pour d'importantes quantités de puissance.

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer s'il serait possible et plus économique pour le Distributeur et plus respectueux de l'environnement de renégocier avec le Producteur afin d'obtenir une garantie pour la totalité des 800 MW au-delà des 600 MW des contrats originaux. Veuillez élaborer votre réponse.

11.2 Dans l'éventualité où une telle renégociation est impossible ou non rentable économiquement, veuillez décrire les mesures et stratégies envisagées par le Distributeur si le Producteur refusait tout ou partie du bloc de 400 MW assujettie à sa confirmation à l'automne.

STOCKAGE D'ÉNERGIE

Référence : (i) D-2011-011, page 16, paragraphes 61 à 64.

(ii) HQD-1, Document 1, page 38.

(iii) HQD-1, Document 1, page 43, lignes 4 à 12 :

« 4.4.1.3 Négociation d'une entente globale de modulation »

Le Distributeur développe actuellement un nouveau type de produit, soit un service global de modulation, qui remplacerait l'actuelle entente d'intégration éolienne et qui aurait une portée beaucoup plus large. Un tel service permettrait de moduler la plupart des contrats d'approvisionnement du Distributeur, assurant ainsi une meilleure adéquation entre les besoins du Distributeur et certains de ses approvisionnements.

Ainsi, les transactions de court terme nécessaires pour rééquilibrer le bilan offre demande, sur une base saisonnière, journalière et horaire, pourraient être réduites.

Cette entente pourrait, par exemple, permettre au Distributeur d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver. » (nous soulignons).

(iv) HQD-1, Document 1, page 57, lignes 24 à 27.

Préambule

Selon la référence (i), le Distributeur souhaite que la question du stockage soit exclue du présent dossier, alors que l'ACEFQ et UC désirent que le stockage d'énergie soit reconnu comme sujet à débattre. Dans sa décision D-2011-011, la Régie écrit :

« [64] La Régie juge utile d'examiner le potentiel d'obtention d'un service de stockage, y compris toute autre option dont la finalité est similaire, telle que les Conventions d'énergie différée, l'entente d'équilibrage éolien et l'entente globale de modulation. » (nous soulignons).

Le Distributeur indique à la référence (ii) qu'il aura des surplus en été et des besoins d'approvisionnement en hiver. La référence (iii) indique que l'entente globale de modulation pourrait permettre au Distributeur d'utiliser l'énergie lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver. La référence (iv) indique que le cycle de l'entente sera annuel.

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le transfert d'énergie que permettra l'entente globale de modulation (référence iii) correspond à un mode particulier de stockage d'énergie, dans un cycle annuel (référence iv). Veuillez élaborer votre réponse.

12.2. Veuillez produire le texte de l'entente envisagée pour le «stockage» été-hiver.

12.3 Cette partie de l'entente est-elle convenue et finalisée?

12.4 Veuillez indiquer le coût de ce service particulier (*utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver*).

12.5 Veuillez indiquer si d'autres producteurs ont été approchés pour fournir ce service particulier (si oui, lesquels; sinon pourquoi).

12.6 Si l'entente sur ce sujet n'est pas encore finalisée, quelles sont les alternatives et stratégies de remplacement envisagées par le Distributeur?

12.7 Veuillez indiquer s'il serait possible pour le Distributeur et le Producteur de s'entendre sur un cycle de deux ans dans le cadre de cette entente, au lieu d'un cycle annuel. Veuillez élaborer votre réponse.

12.8 Veuillez décrire en détail toute autre forme de stockage, en complément aux moyens existants, qui seraient susceptibles de diminuer davantage les coûts d'approvisionnements électriques destinés aux consommateurs québécois, et indiquer les parties qui pourraient rendre ce service au Distributeur.

12.9 Veuillez identifier les actions qu'entreprendra le Distributeur pour obtenir d'autres services de stockage afin de mieux répondre aux besoins des consommateurs en terme de réduction des coûts d'approvisionnements et de fiabilité énergétique.

UTILISATION DES CONVENTIONS POUR DIFFÉRER LES LIVRAISONS DES CONTRATS EN BASE ET CYCLABLE AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION (HQD-1, DOCUMENT 2, ANNEXE 4D ET HQD-1, DOCUMENT 1, PAGE 32)

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 32 :

« 4.1.1.2 Conventions d'énergie différée

La baisse de la demande à long terme est telle que, malgré la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TCE, le Distributeur prévoit que le solde du compte serait de plus de 28 TWh à l'échéance des contrats en base et cyclable avec le Producteur en février 2027. Un tel résultat serait obtenu si les conventions d'énergie différée étaient utilisées, sans égard à l'impact sur le solde du compte d'énergie différée en fin de contrat. »

Demandes :

13.1 Veuillez déposer l'évaluation quantitative qui a permis au Distributeur d'affirmer que le solde du compte d'énergie serait de plus de 28 TWh en février 2027.

13.2 Veuillez fournir la quantité exacte du solde (en TWh) en février 2027 telle qu'indiquée par l'évaluation du Distributeur.

13.3 Veuillez fournir les hypothèses et données utilisées par le Distributeur pour son évaluation, notamment celles relatives à TCE, aux besoins prévus et aux surplus revendus pour chacune des années de la période 2010-2027.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 32, lignes 10 à 13 :

« Pour faire face à cette situation, le Distributeur a donc pris des mesures pour gérer le solde du compte d'énergie différée afin d'avoir une plus grande assurance qu'il puisse être ramené à zéro avant l'échéance des conventions. Les mesures préconisées par le Distributeur visent à réduire les volumes d'énergie différée. » (nous soulignons)

Demandes :

14.1 Veuillez expliquer l'intérêt économique pour le Distributeur de ramener le solde du compte d'énergie à zéro à l'échéance des contrats.

14.2 Veuillez décrire les mesures prises par le Distributeur mentionnées à la référence (i).

Référence : (i) HQD-1, Document 2, pages 203 à 206.

Préambule

Le Distributeur présente, sans explication, à la référence (i) des tableaux des chiffres relativement à l'utilisation des conventions pour différer les livraisons des contrats en base et cyclable avec le Producteur pour la période **2008-2027**.

Demandes :

15.1 Veuillez fournir les commentaires et explications pertinents à la compréhension des tableaux montrés à la référence (i).

15.2 Veuillez déposer l'évaluation quantitative à la base des chiffres montrés à la référence (i).

15.3 Veuillez fournir les hypothèses et données utilisées par le Distributeur pour son évaluation, notamment celles relatives à TCE, aux besoins prévus et aux surplus revendus pour chacune des années de la période 2008-2027.

Référence : (i) HQD-1, Document 2, page 206.

(ii) HQD-1, Document 1, page 16, tableau 2.1-3.

(iii) HQD-1, Document 1, page 20, tableau 2.2-1.

Préambule

La référence (ii) indique des besoins visés par le Plan et des besoins incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2010 respectivement de 185,0 TWh et de 180,9 TWh en 2010, soit une différence de 4,1 TWh. La référence (iii) indique que l'écart type de l'aléa climatique est de l'ordre de 2 TWh pour les années 2011-2015.

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer si l'écart de 4,1 TWh s'explique par des facteurs autres que les conditions climatiques de 2010.

16.2 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez décrire ces facteurs.

16.3 Le Distributeur a utilisé quelle valeur de besoins énergétiques en 2010 pour planifier l'utilisation des conventions d'énergie différée pour la période 2008-2027 [référence (i)]?

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 42 :

« Dans le cas où cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario. Tel qu'établi à l'annexe 4B, ces services peuvent comporter certains risques de coûts plus élevés, surtout lorsque la puissance sous contrat comporte une contribution plus importante en énergie. Afin de minimiser l'exposition à ce type de risques, l'énergie associée à la puissance provenant des marchés éloignés devrait être appelée le moins souvent possible, en ayant recours, en priorité, aux autres moyens présents dans le portefeuille de ressources du Distributeur. »
(nous soulignons)

Demandes :

17.1 Veuillez expliquer les expressions « *énergie associée à la puissance* » et « *la puissance sous contrat comporte une contribution en énergie* ».

17.2 Est-il exact que tout approvisionnement en puissance comporte une certaine quantité « énergie associée à la puissance »? Veuillez expliquer.

17.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les bilans en énergie présentés par le Distributeur dans ce Plan ne tiennent pas compte de « l'énergie associée à la puissance ». Veuillez élaborer votre réponse.

17.4 Le Distributeur tient-il compte de « l'énergie associée à la puissance » dans l'exploitation réelle des contrats d'approvisionnement?

17.5 Veuillez expliquer le lien entre « *l'énergie associée à la puissance* » et l'exigence pour les fins de l'appel d'offres visant l'acquisition de nouveaux approvisionnements en puissance à compter de décembre 2015 de ne prendre « *aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie* » tel qu'énoncée à la page 50 (ligne 15) de HQD-1, Document 1.

POTENTIEL D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE PAR MARCHÉS

Référence : (i) HQD-1, Document 2, Annexe 4B, page 181, lignes 11 à 13 :

« À partir des données des deux précédents tableaux, il est possible d'obtenir une estimation de la marge de manœuvre additionnelle dont dispose chacun des marchés en période d'hiver. »

Demande :

18.1 Veuillez expliquer le sens du mot « additionnelle » tel qu'utilisé dans votre expression « *marge de manœuvre additionnelle* ».

Référence : (i) HQD-1, Document 2, Annexe 4B, page 181, note de bas de page no 14 :

« Cette estimation est simplement obtenue par la différence entre les données des trois dernières colonnes du tableau 4B-2 et celles du tableau 4B-1 ».

(ii) HQD-1, Document 2, page 182, tableau 4B-3 (Marge de manœuvre additionnelle disponible en hiver dans différents réseaux voisins [en MW] pour les années 2014-2015 et 2019-2020).

Demande :

19.1 Veuillez démontrer la validité de votre méthode d'estimation de la marge de manœuvre disponible en hiver dans différents réseaux voisins.

19.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que votre méthode d'estimation ne tient pas compte de la capacité des équipements d'interconnexion. Veuillez élaborer votre réponse.

19.3 Veuillez fournir une estimation du potentiel d'approvisionnement en puissance en hiver (en MW) qui tient compte de la capacité des interconnexions des marchés New York, Nouvelle-Angleterre, et Ontario respectivement pour les années 2014-2015 et 2019-2020.

Référence : (i) HQD-1, Document 2, page 183, tableau 4B-3.

20.1 Veuillez confirmer que la référence (i) présente une estimation du potentiel d'approvisionnement en puissance en hiver des marchés New York, Nouvelle-Angleterre et Ontario pour l'ensemble des acheteurs potentiels incluant Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production.

20.2 Veuillez fournir une estimation du potentiel d'approvisionnement en puissance en hiver du Producteur.

PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 46, graphique 4.4-1.

Demandes :

21.1 Veuillez décrire la méthodologie utilisée par le Distributeur pour établir les facteurs d'utilisation des nouveaux approvisionnements en puissance par tranche de 100 MW montrés à la référence (i).

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 15

21.2 Veuillez indiquer si la méthodologie utilisée par le Distributeur est comparable à celles utilisées dans d'autres juridictions à cette fin. Veuillez élaborer votre réponse.

21.3 Veuillez expliquer pourquoi les facteurs d'utilisation des trois premiers blocs de nouveaux approvisionnements en puissance sont relativement élevés (variant de 55% à 85% environ pour le scénario climatique normal), alors que le Distributeur affirme qu'il a des surplus énergétiques en été.

STRATÉGIE RETENUE PAR LE DISTRIBUTEUR ET DÉMONSTRATIONS EXIGÉES PAR LA RÉGIE

Référence : (i) HQD-1, Document 2, Annexe 1A, page 15, paragraphe 32

(ii) D-2011-011, page 11 :

« [41] Dans la décision procédurale D-2008-002 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie a statué qu'en conformité avec le Guide de dépôt, la minimisation des coûts des stratégies d'approvisionnement faisait partie des sujets d'intérêt dans l'analyse du plan d'approvisionnement. En effet, pour le réseau intégré, le Distributeur doit, selon le Guide de dépôt :

« 31. *Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.* » (nous soulignons).

(iii) D-2011-011, page 12 :

« [44] En ce qui a trait aux plans d'approvisionnement, l'article 74.1 de la Loi prévoit que la procédure d'appel d'offres favorise l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Dans cet esprit, la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. Quant à la question des risques, l'article 72 de la Loi stipule que le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement.

[45] La Régie n'exclut donc pas la question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement dans le cadre du présent dossier. Ces coûts, sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, sont pertinents à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précision adapté à ces horizons. Dans cette perspective de long terme, la notion des risques liés à ces approvisionnements fait aussi partie des enjeux." (nous soulignons).

Demandes :

22.1 Veuillez « **démontrer** que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, **au plus bas coût possible compte tenu des risques.** », conformément au Guide de dépôt et à la décision D-2011-011.

22.2 Veuillez fournir dans votre démonstration **tous les coûts**, « sur l'horizon du Plan ou sur l'horizon prévisionnel des contrats envisagés, **pertinents** à l'analyse de ces stratégies avec un niveau de précision adapté à ces horizons».

22.3 Veuillez préciser si les coûts fournis en réponse à la question précédente incluent ou non les coûts suivants, et les fournir, le cas échéant:

- Coûts fixes et variables lors d'une suspension de la production de TCE;
- Coûts fixes et variables à payer éventuellement à TCE pour obtenir des livraisons modulables de TCE;
- Prime de puissance et pertes économiques liées aux transactions financières (ou transaction de vente) avec le Producteur;
- Coûts reliés à l'entente globale de modulation;
- Coût des contrats patrimoniaux et postpatrimoniaux;
- Pertes et/ou gains reliés à la revente d'énergie.

22.4 Veuillez élaborer votre réponse et fournir des chiffriers EXCEL pertinents à l'analyse de votre démonstration.

22.5 Veuillez comparer les coûts d'approvisionnement totaux nets des revenus de revente d'énergie des deux scénarios suivants :

- « *suspension des livraisons de la centrale de TCE jusqu'en décembre 2014 et modulation des livraisons, à compter de janvier 2015, afin de combler les besoins d'hiver seulement.* » (scénario retenu par le Distributeur en réponse à la DDR no 1 de la Régie, HQD-3, Document 1, page 10);
- Suspension des livraisons de TCE « strictement à des fins de planification » jusqu'en 2016 indiquée à HQD-1, Document 1, page 32, lignes 1 à 3.

22.6 Veuillez fournir le détail des calculs, notamment les coûts des achats de puissance, les volumes d'énergie, les prix et les revenus de la revente pour chacun de ces deux scénarios évoqués par le Distributeur.

Référence : (i) HQD-1, Document 2, Annexe 1B, page 22 :

« [61] (...) Le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020 représentera l'occasion pour le Distributeur de présenter et de justifier ses prévisions de besoins en énergie et en puissance sur cette période, ainsi que tous les moyens qu'il entend prendre pour répondre à ses besoins, y compris, le cas échéant, l'absence de besoins supplémentaires. Le Distributeur devra démontrer qu'il maximisera

l'utilisation de ses contrats d'approvisionnements afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020. (p. 15) [extrait de la décision D-2010-099]». (nous soulignons)

Demandes :

23.1 Est-ce-que les transactions de vente avec le Producteur (HQD-1, Document 1, page 33) maximisent l'utilisation des contrats de base et cyclable et des conventions d'énergie différées avec le Producteur afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020? Veuillez élaborer votre réponse.

23.2 Est-ce-que la modulation des livraisons de TCE permet de minimiser les coûts totaux d'approvisionnements de la période 2011-2020, advenant une évolution plus forte de la demande par rapport au scénario moyen?

ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (L'ENTENTE)

- Référence :**
- (i) HQD-1, Document 1, page 43.
 - (ii) HQD-1, Document 1, pages 57 à 60.
 - (iii) D-2011-011, pages 14 à 15.

Préambule

La décision D-2011-011 (référence iii) stipule clairement que les caractéristiques de l'entente globale de modulation (entente) doivent être examinées dans le cadre du présent dossier.

Demandes :

24.1 Veuillez indiquer la nature des approbations ou orientations recherchées par le Distributeur dans le présent dossier relativement à l'entente.

24.2 Veuillez décrire en détail les services et les **caractéristiques** de l'entente (quantités d'énergie et de puissance, prix et autres considérations financières, horizon de l'entente, avis et délai requis, etc.) qui sont recherchés par le Distributeur ou convenus jusqu'à date avec le Producteur.

24.3 Veuillez indiquer les moyens et stratégies alternatifs envisagés pour obtenir ces services et caractéristiques s'ils ne peuvent être obtenus par l'entente recherchée.

24.4 Veuillez fournir les caractéristiques et conditions spécifiques se rapportant à :

- a) l'équilibrage éolien;

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 18

- b) l'utilisation de l'énergie générée lors des périodes de surplus en été (stockage) pour combler des besoins en hiver mentionnée à la référence (i), lignes 11 à 12, et les conditions de cette utilisation (prix, délais, etc.);
- c) l'adéquation entre les besoins du Distributeur et certains de ses approvisionnements (référence i, lignes 7 à 8).

24.5 Veuillez indiquer les impacts de l'entente sur la revente des surplus énergétiques du Distributeur au cours de la période 2011-2027.

24.6 Veuillez préciser toute restriction à l'égard de la revente de ces surplus.

24.7 Comment le Distributeur évalue-t-il les prix des services rendus par le Producteur?

24.8 Veuillez décrire la démarche utilisée par le Distributeur pour s'assurer que les prix et les conditions de l'entente sont avantageux ou raisonnables pour les consommateurs, compte tenu du monopole allégué du Producteur.

24.9 Veuillez fournir une analyse économique de l'entente.

24.10 Veuillez décrire l'alternative la plus économique à l'entente.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 43, lignes 18 à 19.

(ii) D-2011-011, page 23 (Calendrier du dossier R-3748-2010).

(iii) HQD-1, Document 1, page 57, lignes 21 à 23 :

« L'entrée en vigueur de l'entente globale de modulation est planifiée pour le 1^{er} janvier 2012, soit au moment où les livraisons associées aux contrats visés par l'entente atteindront des niveaux plus substantiels. ».

Préambule

À la référence (i), le Distributeur indique qu'il entend déposer une demande d'approbation de l'entente au cours du printemps 2011. À la référence (ii), la Régie prévoit la fin de l'audience du dossier R-3748-2010 vers le 14 au 16 juin 2011.

Demandes :

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 19

25.1 Veuillez indiquer si le Distributeur entend toujours déposer une demande d'approbation de l'entente au cours du printemps 2011, compte tenu du calendrier fixé par la Régie pour l'examen du Plan.

25.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur compte profiter des résultats de l'examen des caractéristiques de l'entente dans le cadre du présent dossier dans sa négociation avec le Producteur et dans ses travaux préparatoires avant la demande d'approbation de l'entente prévue pour printemps 2011.

25.3.1 Dans le cas où l'entente est signée, veuillez la déposer si ce n'est déjà fait et fournir tout commentaires et explications pertinents à la compréhension et à l'analyse de l'entente, ainsi que ses impacts sur les prévisions faites au présent dossier, tant qu'aux coûts des approvisionnements qu'à leur gestion.

25.3.2 Si l'entente n'est pas encore signée, veuillez fournir une description détaillée et complète des dernières informations concernant l'évolution des négociations à ce sujet et tous les éléments entendus jusqu'à date avec le Producteur.

25.4 L'entrée en vigueur de l'entente est-elle toujours planifiée pour le 1^{er} janvier 2012?

25.5 L'entente s'appliquera pour combien d'années et dans quels contextes énergétiques du Distributeur?

25.6 Veuillez fournir les conditions de révision des conditions et des prix fixés dans l'entente.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 57, lignes 9 à 11 :

« L'entente permettrait ainsi d'optimiser les livraisons d'énergie associées aux contrats concernées en favorisant une meilleure concordance avec les besoins du Distributeur ». (nous soulignons)

(ii) HQD-1, Document 1, page 57, ligne 27 :

En même temps que le Producteur prendrait livraison de cette énergie, il livrerait au Distributeur la quantité exacte d'énergie programmée à l'avance par celui-ci pour répondre aux besoins horaires prévues de la charge locale, au-delà de l'électricité patrimoniale et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, tel qu'illustré aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2. » (nous soulignons)

Demandes :

26.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'entente ne concerne que les besoins de la charge locale, excluant la revente des surplus énergétiques du Distributeur. Veuillez élaborer votre réponse.

26.2 Le Distributeur entend-t-il conserver ses droits de revendre ses surplus énergétiques advenant l'approbation de l'entente, et si oui, comment? Si non, pourquoi?

26.3 Veuillez décrire comment le Distributeur peut revendre ses surplus à partir des contrats postpatrimoniaux compte tenu de l'existence éventuelle de l'entente.

26.4 Veuillez décrire les impacts de l'entente sur les achats d'énergie et de puissance de court terme.

26.5 Veuillez indiquer si l'obligation du Producteur de livrer la quantité exacte d'énergie programmée d'avance tient également en cas de panne fortuite d'un équipement de production postpatrimoniale reconnue de l'entente. Veuillez élaborer votre réponse.

26.6 Veuillez indiquer les avantages financiers et non-financiers qu'obtiendront respectivement le Producteur et le Distributeur grâce à l'entente.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 43, lignes 11 à 12 :

« Cette entente pourrait, par exemple, permettre au Distributeur d'utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver. »

(ii) HQD-1, Document 1, page 57, lignes 11 à 13 :

« En effet, selon le fonctionnement prévu, l'entente permettrait de mieux répartir, à chacune des heures, l'énergie annuelle provenant des approvisionnements postpatrimoniaux ». (nous soulignons)

(iii) HQD-1, Document 1, page 59, lignes 10 à 11 :

« ... le solde du compte [d'énergie de modulation] en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer ». (nous soulignons).

Demandes :

27.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut « utiliser l'énergie générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver. », compte tenu des conditions mentionnées aux références (ii) et (iii).

27.2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que, lors de l'application éventuelle de l'entente, le Distributeur peut utiliser seulement en fin d'année (par exemple en novembre ou décembre) l'énergie stockée lors des périodes de surplus en été, mais il ne pourrait pas l'utiliser pour les mois de janvier à mars de l'année suivante.

27.2.2 Si tel est le cas, veuillez justifier l'avantage pour le Distributeur de ce fonctionnement et comment il serait disposé des surplus qui seraient accumulés et non utilisés au 31 décembre de chaque année.

27.3 Veuillez indiquer la limite du solde du compte d'énergie de modulation à la fin de l'année (en GWh) et justifier son adéquation avec les besoins du Distributeur.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 57, lignes 18 à 20 :

« ... cette entente couvrirait l'ensemble des dépassements aux services complémentaires, qu'ils soient causés ou non par la production éolienne. »

Demande :

28.1 Veuillez indiquer si l'entente a des impacts ou non sur l'entente globale cadre, et les décrire dans l'affirmative. Veuillez élaborer votre réponse.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 58, graphique 6.1-1 (illustration – solde positif du compte de modulation à la fin de décembre 2013).

(ii) HQD-1, Document 1, page 59, graphique 6.1-2 (illustration – solde du compte négatif, -500 GWh, à la fin de décembre 2017).

(iii) HQD-1, Document 1, page 59, lignes 10 à 11 : « *« ... le solde du compte [d'énergie de modulation] en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer ».* (nous soulignons).

Demandes :

29.1 Veuillez indiquer les conséquences financières et non-financières pour le Distributeur d'un solde positif tel qu'illustré à la référence (i).

29.2 Veuillez indiquer les actions qu'entreprendra le Distributeur pour éviter un solde négatif comme c'est le cas illustré à la référence (ii) et fournir une évaluation des impacts financiers sur le Distributeur.

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-2.

Préambule

La référence (i) indique des contributions en puissance de l'entente pour la période 2011-2020, variant de 169 MW en 2011-2012 à 502 MW en 2015-2016 et après.

Demandes :

30.1 Veuillez fournir l'évaluation qui a conduit aux contributions en puissance montrées à la référence (i), et expliquer les hypothèses adoptées par le Distributeur pour cette évaluation, notamment celles concernant la production éolienne.

LIENS ENTRE LES SERVICES COMPLÉMENTAIRES REQUIS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET L'ÉVENTUELLE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

Référence : (i) HQD-1, Document 1, page 56, lignes 6 à 20 :

« Lorsque les premiers contrats de production éolienne ont été approuvés, le Distributeur s'est intéressé aux impacts que pouvait avoir cette production sur le niveau requis de services complémentaires. Les démarches ont débuté par l'identification des services complémentaires affectés. Il s'agit des services de réglage de fréquence, de réglage de production et de la provision pour aléas. Par la suite, lors du dépôt de l'état d'avancement 2009, le Distributeur produisait trois études sur le sujet. Celles-ci ont permis de constater que non seulement la production éolienne affectait le niveau de services requis, mais que des dépassements des niveaux de prestation de service inscrits dans l'entente actuelle sont régulièrement enregistrés, même en l'absence des éoliennes. Puisque la prestation de ces services est étroitement reliée à la fourniture de l'électricité patrimoniale, elle doit nécessairement faire l'objet d'une négociation entre le Distributeur et le Producteur. Les deux parties ont donc convenu d'aborder cet enjeu dans le cadre d'une éventuelle entente globale de modulation, dont les grandes lignes sont présentées à la section 6." (nous soulignons).

Demandes :

31.1 Veuillez élaborer davantage sur les liens possibles entre l'entente globale de modulation, la fourniture de l'électricité patrimoniale et les services complémentaires requis pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport.

31.2 Veuillez décrire les résultats obtenus jusqu'à date dans le cadre de la négociation entre le Distributeur et le Producteur relativement à l'enjeu mentionné à la référence (i).

IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Références : (i) HQD-1 Doc 1, page 14, Tableau 2.1-1
(ii) HQD-1 Doc 1, page 16, Tableau 2.1-3
(iii) HQD-1 Doc 1, page 14, Tableau 2.1-2
(iv) HQD-1 Doc 1, page 16, Tableau 2.1-4

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 23

Préambule Aux références (i) et (ii), HQD présente l'impact des économies d'énergie sur la prévision des ventes ainsi que la prévision des ventes et des besoins en énergie sur l'horizon du Plan.

Aux références (iii) et (iv), sont présentés l'impact des économies d'énergies sur les besoins de puissance à la pointe d'hiver ainsi que la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Demandes :

32.1 Veuillez expliquer la croissance de 3 TWh des économies d'énergie tendancielle prévue au tableau 2.1-1 entre 2015 (3,6 TWh) et 2020 (6,6 TWh) et leur impact additionnel de 460 MW sur les besoins de puissance d'hiver prévu au tableau 2.1-2 entre 2014-15 (560 MW) et 2019-20 (1 020 MW).

Veuillez notamment indiquer quelles sont les données réelles permettant de quantifier ces économies d'énergie tendancielle et préciser la méthode de calcul utilisée pour estimer leur contribution à la réduction des besoins de puissance à la pointe hivernale.

32.2 Veuillez expliquer la croissance de 5,4 TWh des économies d'énergie découlant des interventions en ÉÉ en déploiement prévues au tableau 2.1-1 entre 2015 (10,9 TWh) et 2020 (16,3 TWh) et leur impact additionnel de 930 MW sur les besoins de puissance d'hiver prévu au tableau 2.1-2 entre 2014-15 (1 440 MW) et 2019-20 (2 370 MW).

Veuillez notamment identifier les interventions en ÉÉ prévues à partir de 2015 et auxquelles seraient associées les économies d'énergie additionnelles de 5,4 TWh prévues entre 2015 et 2020. Veuillez également préciser la méthode de calcul utilisée pour estimer leur contribution à la réduction additionnelle de 930 MW des besoins de puissance à la pointe hivernale.

32.3 Veuillez justifier l'effritement de 0,3 TWh / an entre 2011 (2,0 TWh) et 2020 (1,7 TWh) des économies d'énergie liées aux programmes d'HQ déjà mis en œuvre (Tableau 2.1-1) et indiquer la méthode de calcul utilisée pour établir leur contribution à la réduction des besoins de puissance à la pointe hivernale pour ces mêmes années (330 MW en 2010-11 et 260 MW en 2019-20).

32.4 Veuillez confirmer que, n'eût été de l'impact des économies d'énergie présenté aux tableaux 2.1-1 et 2.1-2, la prévision des ventes de l'année 2020 présentée au Tableau 2.1-3 se serait élevée à 208,9 TWh (plutôt que 184,4) et que la prévision des besoins de puissance à la pointe hivernale de 2019-20 présentée au Tableau 2.1-4 se serait élevée à 43 599 MW (plutôt que 39 949).

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 24

EFFACEMENT DE CHARGE DÉCOULANT DE LA BI-ÉNERGIE RÉSIDENIELLE

- Références :
- (i) HQD-1 Doc 1, page 14, lignes 9 à 14.
 - (ii) HQD-1 Doc 2, page 70, lignes 1 à 3 et 6 à 10.
 - (iii) HQD-1 Doc2, page 66, Tableau 2A-10.

Préambule

Référence (i) : «Les prévisions prennent également en compte l'effacement de charge découlant de la bi-énergie résidentielle. Ce moyen de gestion, qui n'est pas sous le contrôle direct du Distributeur, est traité de la même façon que les économies d'énergie, soit à même la prévision de la demande. L'effacement prévu est en moyenne de 870 MW sur l'horizon du Plan et son impact sur la prévision de puissance s'ajoute à celui des économies d'énergie présenté au tableau 2.1-2.»
(nous soulignons)

Référence (ii) : «Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel devrait être traitée explicitement dans le Plan à titre de moyen d'approvisionnement. (...) Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 2A-13 montre l'effacement à la pointe qui en résulte.»
(nous soulignons)

Référence (iii) : Le Tableau 2A-10 indique une croissance prévue de 1 214 MW (2009-2019) des besoins en puissance associés au chauffage de l'espace du secteur résidentiel et agricole à la pointe de l'hiver.

Demandes :

- 33.1 Veuillez concilier, d'une part, les affirmations des références (i) et (ii) à l'effet que les économies d'énergie et l'effacement des besoins en puissance à la pointe de l'hiver associés à la bi-énergie résidentielle seraient pris en compte dans la prévision de la demande avec, d'autre part, la croissance des besoins en puissance pour le chauffage de l'espace dans le secteur résidentiel et agricole présentée au Tableau 2A-10 (référence (iii)).
- 33.2 Veuillez expliquer comment est établie la contribution de la bi-énergie résidentielle à la réduction des besoins en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan et démontrer qu'elle est effectivement prise en compte dans la prévision de la demande.
- 33.3 Veuillez justifier l'affirmation à l'effet que la bi-énergie résidentielle est un moyen de gestion «qui n'est pas sous le contrôle direct du Distributeur» et identifier les principes et décisions réglementaires qui autorisent le Distributeur à l'exclure des moyens de gestion de la

consommation dont le déploiement est traité, décrit et quantifié distinctement des économies d'énergie.

BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS

- Références :
- (i) HQD-1 Doc 1, page 38, Tableau 4.2-2, 1ère ligne.
 - (ii) HQD-1 Doc 1, page 35, Tableau 4.2-1.
 - (iii) HQD-1 doc 1, page 19, lignes 11 à 15.
- Préambule :
- (i) Les *besoins à la pointe visés par le Plan* (MW) passent de 36 625 MW en 2010-2011 à 39 949 MW en 2019-2020, soit une augmentation de 3 334 MW.
Le taux (%) de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité s'établit à 9,5 % en 2010-11, 9,9 % en 2011-12, 10,4 % en 2012-2013, 10,9 % de 2013-14 à 2015-16 et à 11,1 % de 2016-17 à 2019-20.
 - (ii) Le Tableau 4.2-1 illustre l'évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance depuis le Plan d'approvisionnement 2008-2017.
 - (iii) «Puisque le critère de fiabilité en énergie s'applique sur un horizon de cinq ans, les aléas sur les besoins en énergie sont illustrés jusqu'à l'année 2015 (voir le tableau 2.2-1). Pour des raisons similaires, les aléas sur les besoins en puissance sont présentés jusqu'à l'hiver 2013-2014, puisque le critère de fiabilité en puissance utilise un horizon de quatre ans (voir le tableau 2.2-2).»
(nous soulignons)

Demandes :

- 34.1 Veuillez confirmer que les *besoins à la pointe visés par le Plan* tiennent compte (soustraction faite) de l'impact des économies d'énergie sur la prévision de puissance à la pointe d'hiver indiquées au tableau 2.1-2 (HQD-1 Doc 1, page 14) et s'élevant à 3 650 MW en 2019-20.
- 34.2 Veuillez confirmer que les *besoins à la pointe visés par le Plan* tiennent compte (soustraction faite) de l'effacement des besoins à la pointe de l'hiver associé à la bi-énergie résidentielle indiqué au Tableau 2A-13 de la pièce HQD-1 Doc 2 (870 MW en moyenne sur l'horizon du Plan, 880 MW en 2019-20).
- 34.3 Veuillez indiquer sur quelles bases et vertu de quels règles ou principes sont établis les taux de réserve requise pour les hivers 2014-2015 et suivants.

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 26

- 34.4 Veuillez préciser quelle est la valeur des taux utilisés pour le calcul de la réserve requise pour les hivers 2014-15 à 2019-20 et indiquer s'il s'agit de taux réels ou fournis à titre indicatif. S'il ne s'agit pas de taux réels, veuillez indiquer sur quelles bases ont été établis les taux retenus pour les hivers 2014-15 et suivants.
- 34.5 Compte tenu des réponses données aux deux questions précédentes, veuillez démontrer en quoi la réserve requise (en MW, 2^e ligne du tableau) pour respecter le critère de fiabilité en puissance, telle qu'établie pour les hivers 2014-15 et suivants, constitue une valeur réelle permettant d'établir de manière valable la puissance requise (3^e ligne du tableau) pour les hivers 2014-15 et suivants.

COURBES DES APPROVISIONNEMENTS REQUIS HORAIRES CLASSÉS

Références : HQD-1 Doc 1, page 39, Graphique 4.3-1.

Préambule Graphique illustrant les courbes des approvisionnements horaires classés (en MW) après moyens de gestion existants pour les années 2013 et 2017.

Demandes :

- 35.1 Veuillez produire le même graphique avant déploiement des moyens de gestion existants pour les années 2013 et 2017.
- 35.2 Veuillez identifier, le cas échéant, tout moyen de gestion existant pris en compte dans le Graphique 4.3-1 autre(s) que ceux mentionnés à la page 37, lignes 23 à 28, de HQD-1 Doc 1.

PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC, SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE

- Références :
- (i) HQD-1 Doc1, page 16, Tableau 2.1-3
 - (ii) HQD-1 Doc 2, pages 46 et 47, Tableaux 2A-1 et 2A-2.
 - (iii) HQD-1 Doc 2, page 46, lignes 3 à 5, 10-11 et 13 à 16.
 - (iv) HQD-1 Doc 2, page 50, lignes 21 à 23.
 - (v) HQD-1 Doc 2, page 60, lignes 19 à 23.

- Préambule :
- (i) Prévisions de population, 2010-2020.
 - (ii) Prévisions de ménages, 2010-2020.
 - (iii) « À l'instar de la croissance de la population, la croissance du nombre de ménages, qui est fonction de l'accroissement de la population et de l'évolution des taux de soutien de ménages, ralentira également. (...) Le corollaire de cette

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 27

évolution est le vieillissement accru de la population. L'âge moyen passera ainsi de 40,7 ans en 2010 à 42,8 ans en 2020. (...) Le vieillissement s'accompagnera d'une baisse du nombre de personnes par ménage (de 2,33 en 2010 à 2,24 en 2020). Le nombre de ménages dont le soutien de ménage est une personne âgée augmentera également.»

- (iv) «Le phénomène de vieillissement de la population aura des impacts économiques nombreux et la plupart des économistes s'accordent à dire que la croissance économique ira en diminuant dans les deux prochaines décennies.»
- (v) «Au secteur Résidentiel et agricole (37 % des ventes au Québec en 2010), la croissance prévue sur la période 2010-2020 est de 6,0 TWh, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance dans ce secteur provient essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse du revenu personnel disponible.»
(nous soulignons)

Demandes :

- 36.1 Veuillez identifier et classer par ordre d'importance les facteurs qui supportent la croissance prévue des besoins en puissance et en énergie du secteur résidentiel et agricole dans le scénario moyen du Distributeur.
- 36.2 Veuillez démontrer comment ces facteurs qui contribuent à la croissance de la demande du secteur résidentiel et agricole font contrepoids ou neutralisent les facteurs défavorables à cette croissance identifiés aux références (iii) et (iv).
- 36.3 Toujours pour le secteur résidentiel et agricole, veuillez réconcilier les prévisions de croissance des ventes régulières (9,54 %) indiquées au Tableau 2.1-3 (HQD-1 Doc 1) avec la croissance de la population (6,59 %) et celle des ménages (10,7 %) prévues aux Tableaux 2A-1 et 2A-2 (HQD-1 Doc 2) pour la période 2010-2020.
- 36.4 Veuillez notamment réconcilier le constat énoncé à la référence (v) avec les précédents concernant le vieillissement de la population et le ralentissement de l'activité économique.

ÉLASTICITÉ PRIX ET FOURNITURE PATRIMONIALE

- Références :
- (i) HQD-1 Doc 1, page 12, lignes 28-29 et page 13, lignes 1 à 9.
 - (ii) HQD-1 Doc 2, page 71, lignes 16-17 et 22-24.
 - (iii) HQD-1 Doc 2, page 57, lignes 1 à 9 et Tableau 2A-5.

- Préambule
- (i) «Sur l'horizon du Plan, la prévision des ventes du Distributeur intègre des

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 28

hypothèses de hausses tarifaires. Ainsi, le Distributeur utilise la hausse de 0,35 % autorisée par la Régie (décision D-2010-022) pour l'année 2010 et le maintien des tarifs proposé dans son dossier tarifaire R-3740-2010 pour l'année 2011. Ensuite, pour 2012 et 2013, les hausses prévues au Plan stratégique 2009-2013, de 2,5 %, sont maintenues. Enfin, pour les années 2014 et suivantes, des hausses à l'inflation (2,0 %) sont prises en compte.

En sus de ces hausses, la prévision des ventes du Distributeur intègre la hausse du prix de l'électricité patrimoniale, annoncée par le gouvernement lors du budget 2010-2011, touchant toutes les catégories tarifaires à l'exception du tarif L industriel et les contrats spéciaux.»

(nous soulignons)

(ii) «Seule l'élasticité revenu de la demande au secteur Résidentiel et agricole a été revue depuis le dernier plan d'approvisionnement, sa valeur est passée de 0,1 à 0,3. (...) Outre l'élasticité revenu du secteur Résidentiel et agricole, les autres élasticités n'ont pas été revues depuis le dernier Plan d'approvisionnement, le Distributeur ne jugeant pas nécessaire la révision de ces dernières.»

(nous soulignons)

(iii) «En sus de ces hausses, la hausse du prix de l'électricité patrimoniale annoncée par le gouvernement du Québec lors du budget 2010-2011 est intégrée à la prévision des ventes. Le prix de l'électricité patrimoniale de 2,79 ¢/kWh augmente progressivement de 1 ¢ de 2014 à 2018. Ce prix est ensuite indexé à l'inflation pour les années qui suivent. Ces hausses du prix de l'électricité patrimoniale touchent toutes les catégories tarifaires à l'exception du tarif L industriel et les contrats spéciaux.»

Demandes :

- 37.1 Veuillez démontrer comment le Distributeur a pris en compte la hausse du prix de l'électricité patrimoniale dans sa prévision des ventes. Veuillez notamment expliquer comment il a pu tenir compte de cette augmentation qui a été annoncée lors du discours du budget d'avril 2010 s'il n'a procédé à la révision d'aucun facteur d'élasticité (autre que l'élasticité revenu du secteur résidentiel et agricole) depuis le dépôt de son Plan d'approvisionnement 2008-2017.
- 37.2 Veuillez identifier les facteurs de répartition et fournir les valeurs unitaires utilisées pour répartir l'augmentation de 1¢ (2014-2018) du prix moyen de la fourniture patrimoniale entre les catégories de clientèles visées.
- 37.3 Veuillez compléter ou refaire le Tableau 2A-5 (HQD-1 Doc 2, page 57) en indiquant distinctement, pour chaque catégorie de clients concernés, l'impact sur les tarifs, en pourcentage, de l'augmentation du prix de la fourniture patrimoniale pour les années 2014 à 2018.

15 février 2011

No de dossier: R-3748-2010

Demande de renseignements no 1 de UC

Page 29

Veillez également indiquer la valeur nette (¢ / KWh) des augmentations du prix de la fourniture patrimoniale pondérées par catégories d'utilisateurs en précisant le facteur volume utilisé dans la répartition faite par le Distributeur.

Veillez distinguer la part des augmentations tarifaires attribuable à l'augmentation de la fourniture patrimoniale de celle attribuable à l'augmentation des autres composantes du tarif, Transport et Distribution.

37.4 Veillez quantifier précisément, pour chaque catégorie d'utilisateurs concernée, l'influence de l'augmentation du prix de la fourniture patrimoniale sur les prévisions de vente du Distributeur.

PROFIL DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

Références : HQD-1 Doc 2, pages 196 à 198, Graphiques 4C-2, 4C-3 et 4C-4.

Préambule : Les graphiques mentionnés représentent la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2011, 2013 et 2014 (en MW) après déploiement des moyens existants (scénario moyen à conditions climatiques normales).

Demandes :

- 38.1 Veillez produire les mêmes graphiques pour les trois mêmes années avant déploiement des moyens existants.
- 38.2 Pour chacune des deux séries de graphique (avant et après déploiement des moyens existants), veuillez fournir les données de base (data) des graphiques.
- 38.3 Pour chacune des trois années couvertes, veuillez identifier les moyens existants qui sont déployés et quantifier leur contribution à la réduction des écarts (les écarts correspondant à la différence entre le profil avant et après déploiement des mesures existantes).