

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1
DE UC
(RÉSEAU INTÉGRÉ)**

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).

Réponse :

Pour l'année 2011, la contribution en puissance des éoliennes est assurée par l'entente d'intégration, pour un total de 35 %.

À partir de 2012, le bilan en puissance incorpore la contribution en puissance propre aux éoliennes, qui est de 30 %.

1.2 Veuillez justifier les contributions en puissance de 30% et en énergie de 36% indiquées à la référence (ii).

Réponse :

La contribution en puissance de 30% a été établie suite à une étude réalisée par le Distributeur et déposée à la Régie dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017 :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQR/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf

La contribution énergétique de 36 % correspond à la production moyenne annuelle attendue, selon les résultats d'analyses réalisées par la firme de consultants en énergie éolienne Hélimax Énergie, présentés dans deux rapports distincts.

- **Le premier rapport déposé dans le cadre du dossier R-3648-2007 :**
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-14-HQD-03-01_annexe4_3648_22fev08.pdf

- **Le deuxième rapport déposé dans le cadre du suivi de la décision D-2008-133 :**
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf.

1.3 Veuillez déposer copie de toutes études en appui de vos évaluations.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

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).

Réponse :

Le tableau R-2.1 présente la contribution attendue mensuelle des éoliennes.

**TABLEAU R-2.1
CONTRIBUTION MENSUELLE DES ÉOLIENNES**

	Contribution attendue des éoliennes
Janvier	42%
Février	38%
Mars	38%
Avril	37%
Mai	32%
Juin	29%
Juillet	30%
Août	29%
Septembre	36%
Octobre	39%
Novembre	43%
Décembre	38%
Moyenne annuelle	36%

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.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas défini d'hypothèses ou de nouveaux paramètres en vue du renouvellement de l'entente globale cadre. Puisque l'entente

actuelle ne prend fin qu'à la fin de l'année 2013, il est prématuré de procéder dès à présent à la définition d'hypothèses en ce sens.

Le Distributeur rappelle que l'entente globale cadre n'est pas un moyen d'approvisionnement, mais un moyen de dernier recours.

L'entente cadre n'est donc pas prise en compte dans l'établissement de la planification du Distributeur, elle est utilisée uniquement à des fins opérationnelles.

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.

Réponse :

Les approvisionnements postpatrimoniaux, les conventions d'énergie différée ainsi que l'entente globale de modulation n'ont aucun impact sur l'entente globale cadre, outre le fait que l'ajout de flexibilité au portefeuille d'approvisionnement est de nature à réduire le niveau des dépassements.

**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).

Réponse :

Le tableau R-4.1 présente les besoins en énergie (incluant les pertes) du projet potentiel d'expansion de 500 MW.

**TABLEAU R-4.1
BESOINS EN ÉNERGIE ASSOCIÉS AU PROJET D'EXPANSION DE 500 MW**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins en énergie (en TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Étant donné que des projets industriels de ce type sont en négociation au gouvernement du Québec, le Distributeur juge adéquat d'intégrer un tel ajout de charge à sa planification.

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).

Réponse :

Toutes les évaluations des besoins en énergie et en puissance du Distributeur, présentées dans le Plan, ont été réalisées avec la même prévision de la demande, soit celle présentée à la section 2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1. Voir la réponse à la question 4.2.

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

Réponse :

Les besoins requis par ce projet peuvent varier de même que son horizon de réalisation. Les scénarios faible et fort de la demande prennent en compte les 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.

Réponse :

Cette demande dépasse l'horizon d'analyse du plan d'approvisionnement, qui est de dix ans.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le bilan présenté au tableau 4.1-1 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 n'intègre aucun des moyens de gestion actuellement disponibles au Distributeur, que ce soit la suspension de la centrale de TCE ou les conventions d'énergie différée.

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).

Réponse :

En vertu de l'article 11 du contrat cyclable, le Distributeur peut moduler les livraisons des 250 MW selon l'évolution de ses besoins à satisfaire.

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.

Réponse :

La décision de cesser de différer l'énergie des contrats en base et cyclable ne résulte pas d'une analyse économique mais plutôt d'obligations contractuelles du Distributeur. En vertu de l'article 2.2.8 des conventions d'énergie différée, le Distributeur a l'obligation de ramener à zéro le solde du compte à l'expiration des contrats. Considérant l'ampleur anticipée de ce dernier, évalué avant déploiement des moyens de gestion à plus de 28 TWh, le Distributeur a pris action avant qu'il ne s'aggrave davantage. Il se conforme ainsi à l'esprit et à la lettre des conventions, en vertu desquelles les reports d'énergie doivent raisonnablement être faits en vue de répondre aux besoins futurs de la clientèle.

Le Distributeur rappelle également qu'en plus de lui éviter tous les frais associés à la revente sur les marchés, les transactions de vente réalisées avec le Producteur lui ont permis d'accroître grandement la flexibilité de son portefeuille en ayant l'opportunité de programmer, à l'intérieur de très courts délais, les livraisons du contrat en base selon l'évolution de ses besoins à satisfaire. Cette flexibilité additionnelle comporte en soi une valeur importante et difficilement quantifiable.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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

Réponse :

Non, la vente de surplus d'électricité par le Distributeur ne requiert aucune approbation, comme l'a confirmé la Régie dans la décision D-2010-109 (paragraphe 40-41).

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

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).

Réponse :

Le Distributeur dispose d'une prévision des besoins réguliers du Distributeur sur une base horaire. De cette courbe de demande sont soustraits les approvisionnements du Distributeur, incluant l'électricité patrimoniale. Pour chaque heure d'une année donnée, résulte un approvisionnement additionnel requis, lequel peut être positif (un besoin) ou négatif (un surplus). Les résultats sont ensuite compilés de façon mensuelle ou annuelle, selon les besoins d'analyse.

Dans le cadre du Plan, le Distributeur a évalué deux scénarios, soit un scénario de déploiement de moyens existants et un scénario de déploiement de nouveaux moyens. La méthodologie est la même dans les deux cas, seuls les approvisionnements sont déployés de façon différente.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

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.

Réponse :

La production éolienne attendue, à des fins de planification, est établie selon un profil mensuel moyen (voir la réponse à la question 2.1 pour le profil type). Par exemple, pour le calcul des AAR en janvier, il est considéré qu'à toute heure la production énergétique sera de 42 % de la puissance installée éolienne, ce qui correspond à la production attendue moyenne du mois de janvier.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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).

Réponse :

Dans la cadre de son Plan, le Distributeur planifie utiliser l'ensemble des moyens à sa disposition de manière à assurer l'équilibre des bilans en énergie et en puissance, selon les besoins prévus.

Concernant l'utilisation de la centrale de TCE, le Distributeur utilise l'expression citée par l'intervenant pour signifier que le scénario illustré dans le présent plan d'approvisionnement n'est pas définitif. Il pourrait changer selon l'évolution des besoins et du portefeuille de moyens dont dispose le Distributeur.

D'autre part, le Distributeur rappelle que la suspension de la centrale de TCE doit faire, année après année, l'objet d'une demande en ce sens auprès de la Régie.

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

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

MODULATION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

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

Préambule

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Il n'y a pas, à la connaissance du Distributeur, de fournisseur de service de stockage.

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.

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.

Réponse :

Les besoins à combler à compter de janvier 2015 pourrait justifier l'utilisation de la centrale de TCE à compter de l'hiver 2014-2015.

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

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Le Distributeur vise à obtenir un service de modulation qui lui permettra de combler des besoins d'hiver sans générer de surplus additionnels. Pour ce faire, le Distributeur cherchera à obtenir le mode optimal d'utilisation de la centrale de TCE (saisonnier, mensuel ou hebdomadaire).

Le Distributeur rappelle, par ailleurs, que les discussions avec TCE demeurent embryonnaires et il souligne que le choix optimal ne peut être arrêté sans que l'ensemble des considérations techniques et économiques aient été discutées entre les parties et qu'un scénario d'utilisation de la centrale ne soit précisé.

Voir aussi les réponses aux questions 13.1, 13.2 et 14.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

**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.

Réponse :

Les conventions d'énergie différée ont été négociées et signées, en 2010, à la satisfaction des deux parties et ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2010-099.

Voir aussi la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1 et la réponse à la question 5.1 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.

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.

Réponse :

Tel que spécifié à la section 4.4.1.2 à la pièce B-4-HQD-1, document 1, le Distributeur aurait recours au marché de court terme.

Voir aussi la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1 et la réponse à la question 5.1 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.

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.

Réponse :

Le service de modulation que recherche le Distributeur est un produit dont la nature et la flexibilité s'apparente à un service de stockage. Toutefois, le service de modulation ne peut, dans les circonstances,

être développé indépendamment des caractéristiques des livraisons de l'électricité patrimoniale.

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

Réponse :

Le Distributeur comprend que l'intervenant fait référence à l'entente globale de modulation et souligne qu'une telle entente est encore en négociation et sera déposée pour approbation à la Régie lorsqu'un accord entre les parties aura été obtenu.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

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*).

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

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

Réponse :

À la page 57 de la pièce B-4-HQD-1, document 1, la description de l'entente globale de modulation que le Distributeur entend mettre en place stipule que « [...] les contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne, il ressort que seul le Producteur pourrait agir comme fournisseur dans le cadre de l'entente globale de modulation. »

Voir la réponse à la question 6.3 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.3.

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.

Réponse :

Compte tenu des négociations en cours en relation avec l'entente globale de modulation, il est prématuré de répondre à cette question.

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.

Réponse :

À la connaissance du Distributeur, il n'existe en tant que tel aucun service de stockage, accessible dans la zone de contrôle du Transporteur, et qui corresponde à ses besoins.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 12.1 et 12.8.

**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.

Réponse :

Pour l'analyse menant à un solde d'énergie différée de plus de 28 TWh en 2027, les besoins et les approvisionnements sont exactement les mêmes que pour le scénario avec déploiement des nouveaux moyens, lequel est présenté en détail au tableau 4.4-3 de la pièce B-4-HQD-1, document 1. La seule différence est qu'aucune mesure de gestion du compte d'énergie différée n'est intégrée. Ainsi, tel que présenté au tableau R-13.1, les contrats cyclable et en base sont différés sans contraintes, à partir de 2011.

TABLEAU R-13.1
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
AVANT PRISE EN COMPTE DES MESURES DE GESTION DU SOLDE (EN TWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= Besoins visés par le Plan	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	197,7	198,9	200,2	201,9	202,7	204,0	205,2
- Volume d'électricité patrimoniale (dont patrimonial inutilisé)	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= AAR au-delà du patrimonial	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5	18,8	20,0	21,3	23,1	23,9	25,1	26,3
- Appro. non patrimoniaux	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5	18,8	20,0	21,2	22,2	22,9	23,1	16,3
• TransCanada Energy	-	-	-	-	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,8	1,8	2,1	1,4	-
• HQP - Base et cyclable	3,354	2,332	1,836	1,836	2,351	2,987	3,468	3,722	3,865	3,898	3,793	4,342	4,784	5,844	6,215	7,132	1,982
• Énergie différée	3,1	3,6	3,8	3,8	3,4	3,3	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	2,8	2,4	1,6	1,3	0,8	-
• Énergie rappelée	1,2	0,7	0,4	0,4	0,5	1,1	1,3	1,5	1,6	1,7	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	2,7	1,1
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Éolien I : 990 MW	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,3
• Éolien II : 2000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Biomasse II (125 MW)	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique (150 MW)	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Transactions de court terme	1,0	0,5	(0,9)	(1,5)	0,3	1,4	1,5	1,8	1,9	2,3	1,8	2,4	2,8	2,7	2,8	2,8	3,0
Achats de court terme	1,0	1,3	1,3	1,4	1,3	1,7	1,9	2,1	2,2	2,7	2,2	2,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Reventes de surplus	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,1)	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,2)	(0,2)	-
= AAR (Surplus)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,9	1,0	2,0	10,0

COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE (TWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Différée	3,1	3,6	3,8	3,8	3,4	3,3	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	2,8	2,4	1,6	1,3	0,8	-
Base	2,0	2,2	2,3	2,3	2,2	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,3	0,8	-
Cyclable	1,1	1,4	1,5	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	0,7	-	-	-	-
Retournée	1,2	0,7	0,4	0,4	0,5	1,1	1,3	1,5	1,6	1,7	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	2,7	1,1
Base	1,2	0,7	0,4	0,4	0,5	1,1	1,3	1,5	1,6	1,7	1,6	1,8	2,0	2,2	2,2	2,7	1,1
Cyclable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solde	8,9	11,9	15,3	18,7	21,6	23,9	25,7	27,2	28,6	30,0	31,4	32,3	32,8	32,2	31,3	29,4	28,3
Base	5,3	6,9	8,8	10,7	12,3	13,4	14,0	14,4	14,6	14,9	15,2	15,1	14,9	14,3	13,4	11,5	10,4
Cyclable	3,6	5,0	6,5	8,0	9,3	10,5	11,7	12,8	13,9	15,1	16,2	17,2	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9

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

Réponse :

Le solde du compte d'énergie différée est de 28,3 TWh.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

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

Réponse :

Voir la section 4.1.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

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).

Réponse :

Le tableau 4D de l'annexe 4D de la pièce B-5-HQD-1, document 2, page 205, tel qu'indiqué dans le titre du tableau, présente les quantités mensuelles différées (en négatif) et rappelées (en positif), dans le cadre du déploiement des nouveaux moyens. Ce scénario est décrit de façon détaillé à la section 4.4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

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

Réponse :

Le tableau R-2.1 présente l'évaluation demandée.

Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler que le déploiement des moyens présenté dans le Plan porte uniquement sur les besoins prévus à l'intérieur d'un horizon de dix ans.

TABLEAU R-15.2
BILAN EN ÉNERGIE ET UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION (EN TWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
= Besoins visés par le Plan	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	197,7	198,9	200,2	201,9	202,7
- Volume d'électricité patrimoniale	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<i>(dont patrimonial inutilisé)</i>	0,2	0,2	0,1	0,0213	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
= AAR au-delà du patrimonial	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5	18,8	20,0	21,3	23,1	23,9
- Appro. non patrimoniaux	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5	18,8	20,0	21,3	23,0	23,9
• TransCanada Energy	-	-	-	-	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,8	1,8	2,1
• HQP - Base et cyclable	4,0	3,1	2,5	2,5	3,2	3,933	4,392	4,6	4,8	4,752	4,7	5,2	5,8	6,5	7,2
• Énergie différée	-	1,9	2,2	2,2	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,5	1,1	0,7	0,3
• Énergie rappelée	1,4	1,2	0,9	1,0	1,2	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,3	2,3	2,6	2,8
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
• Éolien I : 990 MW	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6
• Éolien II : 2000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Biomasse II (125 MW)	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique (150 MW)	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
• Transactions de court terme	0,4	(0,2)	(1,6)	(2,2)	(0,5)	0,5	0,6	0,8	1,0	1,4	0,9	1,5	2,0	2,8	2,8
Achats de court terme	0,4	0,5	0,7	0,7	0,5	0,7	1,0	1,2	1,3	1,8	1,3	1,7	2,1	3,0	3,0
Reventes de surplus	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,1)	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)
= AAR (Surplus)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-

COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE (TWh)

Révision du 31 août 2010

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Différée	-	1,9	2,2	2,2	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,5	1,1	0,7	0,3
Base	-	1,9	2,2	2,2	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7	1,5	1,1	0,7	0,3
Cyclable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retournée	1,4	1,2	0,9	1,0	1,2	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,3	2,3	2,6	2,8
Base	1,4	1,2	0,9	1,0	1,2	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,3	2,3	2,6	2,8
Cyclable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Soide	5,6	6,4	7,6	8,8	9,6	9,7	9,5	9,1	8,7	8,2	7,8	7,0	5,8	3,9	1,3
Base	3,2	3,9	5,1	6,4	7,1	7,2	7,0	6,6	6,2	5,7	5,3	4,5	3,3	1,4	-
Cyclable	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	1,3

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.2.

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.

Réponse :

L'écart de 4,1 TWh ne s'explique que par l'impact des conditions climatiques du 1^{er} janvier au 31 juillet 2010.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

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)]?

Réponse :

Pour l'année 2010, le Distributeur rappelle que les décisions de différer ou de rappeler sont prises, tel que convenu dans les conventions

d'énergie différée, à trois moments distincts au cours d'une même année. Chacune des trois décisions étant basée sur la mise à jour la plus récente de la prévision de la demande, au moment de prendre une décision, il n'existe donc pas une valeur unique des besoins énergétiques en 2010 qui a servi à planifier l'utilisation des conventions d'énergie différée pour la période 2010-2027.

Voir aussi les besoins visés par le Plan au tableau 2.1-3, de la pièce B-4-HQD-1, document 1, page 16 pour la période couverte par le Plan. Pour les autres années, cela dépasse l'horizon d'analyse du Plan.

ÉNERGIE ASSOCIÉE AUX CONTRATS DE PUISSANCE

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* ».

Réponse :

Dans une transaction de puissance, le fournisseur s'engage à réserver, pour les besoins de son client, une capacité de production à partir d'une ou de plusieurs ressources qu'il est en mesure de mobiliser.

Lorsque le client indique au fournisseur qu'il veut utiliser la capacité de production qui lui est réservée, le fournisseur doit alors livrer à chaque heure l'énergie correspondant à la puissance sous contrat.

Ainsi, si une transaction de puissance concerne 50 MW, le client peut demander au fournisseur de lui livrer 50 MWh d'énergie, à chacune des heures qu'il déterminera, le tout encadré par des dispositions

définissant les conditions de programmation. Dans un tel exemple, 50 MWh est l'énergie horaire associée à la puissance.

Si le client demande au fournisseur de livrer l'énergie associée à la puissance un grand nombre d'heures durant la période visée par une transaction de puissance, il convient de mentionner que la puissance sous contrat comporte une contribution en énergie importante.

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

Réponse :

Non, puisque le client pourrait ne pas y faire appel. À titre d'exemple, cette situation pourrait facilement se produire lors d'un hiver plus chaud que la moyenne.

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.

Réponse :

Dans le bilan en énergie du Distributeur, présenté au tableau 4.4-3 de la pièce B-4-HQD-1, document 1, page 52, une portion des quantités d'énergie présentées à la ligne « Achats de court terme » pourra être fournie par l'appel d'énergie associée à la puissance. Il est toutefois important de préciser que les bilans en énergie présentent une situation à conditions climatiques normales.

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

Réponse :

Lorsque requis, le Distributeur fait appel à l'énergie associée à la puissance qu'il met sous contrat.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 17.1 et 17.2.

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* ».

Réponse :

Il s'agit d'une marge de manœuvre qui s'ajoute à celle dont dispose les mêmes réseaux en période d'été.

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.

Réponse :

La méthode présentée par le Distributeur vise seulement à obtenir un indice de la disponibilité de puissance dans les réseaux limitrophes. Il ne s'agit pas de bilans complets et définitifs de la disponibilité de ressources en hiver dans ces réseaux. Toutefois, la différence entre la

charge d'été et celle d'hiver est à ce point importante qu'elle indique que la puissance disponible en hiver s'avère non contraignante, lorsque comparée à la capacité actuelle des interconnexions.

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.

Réponse :

Les estimations présentées aux pages 181 et 182 de la pièce B-5-HQD-1, document 2, ne prennent pas en considération la capacité des interconnexions. Cette dimension est plutôt prise en considération aux pages 186 à 191. Une appréciation du potentiel d'approvisionnement, intégrant la problématique de transport à partir de chacun des marchés, est alors présentée.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2.

Voir également les réponses aux questions 17.1, 17.2, 17.3 et 18.1 de la demande de renseignements n^o 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

L'information indiquée aux pages 181 et 182 à la pièce B-5-HQD-1, document 2 est produite à partir d'information publique et peut être analysée par quiconque s'intéresse au potentiel d'approvisionnement sur ces marchés.

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

Réponse :

L'information concernant le bilan en puissance du Producteur est présenté à la page 18 du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec.

**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).

Réponse :

Le facteur d'utilisation présente à quel taux serait utilisé un certain approvisionnement pour une période donnée, s'il était utilisé au besoin.

Ainsi, les AAR horaires sont utilisés pour la période concernée, soit janvier 2017 dans le cas du graphique 4.4-1. Tous les achats sont par la suite répartis par tranches de 100 MW. Par exemple, pour une heure donnée, si le besoin additionnel est de 275 MW, la première tranche utilisera 100 MW, la deuxième tranche 100 MW et la troisième tranche 75 MW. L'ensemble des achats horaires par tranches sont ensuite compilées pour l'ensemble du mois, puis le taux d'utilisation de chaque tranche est calculé.

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.

Réponse :

Étant donné la nature du calcul et son interaction avec l'électricité patrimoniale, il semble peu probable qu'une autre méthode de calcul du facteur d'utilisation puisse exister.

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.

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler que les facteurs d'utilisation présentés au graphique 4.4-1 sont calculés pour le mois de janvier 2017 afin de définir les approvisionnements requis en période de pointe, et non pas en été, où les besoins sont effectivement très différents.

**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 reliés 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.

Réponse :

Le plan d'approvisionnement présente la stratégie que le Distributeur entend mettre de l'avant afin d'équilibrer l'offre et la demande prévues sur un horizon de dix ans en fonction d'un scénario déterministe, ainsi que « les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois » (article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*).

Comme il apparaît à la lecture du Plan, le Distributeur vise à obtenir le maximum de flexibilité de son portefeuille des approvisionnements existants (conventions d'énergie différée, transactions de vente avec le Producteur concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées, modulation des livraisons de la centrale de TCE) avant de contracter de nouvelles sources d'approvisionnements. De plus, compte tenu des risques et de son contexte d'affaires, la stratégie que le Distributeur entend poursuivre démontre qu'il déploie des efforts importants pour trouver des solutions avantageuses afin de faire face à la saisonnalité des approvisionnements additionnels requis ainsi qu'aux aléas. L'entente globale de modulation qui est en négociation avec le Producteur en est un exemple. Cette flexibilité permettra au Distributeur de prendre les meilleures décisions en fonction du contexte réel de l'offre et de la demande plutôt que d'engager des moyens plusieurs années à l'avance. En ce sens, le Distributeur se donne les moyens pour s'assurer qu'il minimise les coûts d'approvisionnements à chaque année de l'horizon du Plan, tout en tenant compte des risques liés aux approvisionnements qui doivent s'avérer suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle.

Le Distributeur rappelle également que les activités relatives à l'approvisionnement sont suffisamment encadrées pour garantir que les moyens qui seront déployés au cours des prochaines années minimiseront les coûts. La procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de long terme ainsi que les démonstrations déposées à la Régie lors des demandes d'approbation des contrats, qui garantissent la sélection des approvisionnements au plus bas prix possible, en sont des exemples. Parmi les autres moyens dont dispose

la Régie, on retrouve notamment les demandes d'approbation d'ententes présentées à la Régie aux moments opportuns qui sont assorties des analyses économiques démontrant leur rentabilité, les différents suivis déposés à la Régie et, bien entendu, l'examen détaillé, année après année, des coûts d'approvisionnement dans le cadre des dossiers tarifaires qui inclut une justification des principales décisions prises par le Distributeur en ce qui a trait à l'utilisation des moyens de gestion à sa disposition. C'est donc l'ensemble de ce processus d'examen, qui débute avec le dépôt du plan d'approvisionnement, qui assure aux clients du Distributeur que les coûts d'approvisionnements sont minimisés.

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».

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

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 reliées 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1 et les réponses aux questions 13 et 14 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1.

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.

Réponse :

Afin de corriger un important déséquilibre anticipé au niveau du solde du compte d'énergie différée (de plus de 28 TWh), le Distributeur prévoit cesser de différer l'énergie du contrat en base pour 2011, de même que l'énergie du contrat cyclable sur l'horizon du Plan. Les transactions de ventes réalisées avec le Producteur concernent quant à elles la disposition de cette énergie non différée, et sont donc tout à fait indépendantes de la décision de cesser de différer. De plus, non seulement ces transactions ne limitent pas l'utilisation des contrats en base et cyclable, mais elles ont permis au Distributeur d'accroître grandement la flexibilité de son portefeuille en ayant l'opportunité de programmer, à l'intérieur de très courts délais, les livraisons du contrat en base selon l'évolution de ses besoins à satisfaire.

Afin de faire face à une hausse de la demande à plus long terme, le Distributeur pourrait rappeler davantage d'énergie du compte d'énergie différé, dont le solde est tout de même évalué à 8,2 TWh en 2020. De plus, et tel que mentionné aux lignes 19 à 23 de la pièce B-4-HQD-1, document 1, page 32, il pourrait programmer davantage de livraisons du contrat cyclable et même recommencer à en différer l'énergie durant les mois d'été. Si les besoins devaient être plus faibles, le Distributeur n'exclut pas la possibilité de reconduire les transactions de vente avec le Producteur qui, rappelons-le, lui évitent tous les frais associés à la revente sur les marchés et lui permet d'accroître la flexibilité de son portefeuille.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Dans le cadre du plan d'approvisionnement, le Distributeur doit annoncer ses orientations en matière de stratégie d'approvisionnement. L'entente globale de modulation constitue à cet effet un élément de la stratégie à déployer pour équilibrer les besoins et les moyens à la disposition du Distributeur.

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.

Réponse :

Compte tenu des négociations en cours, le Distributeur a fourni les informations disponibles à la section 6 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

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.

Réponse :

Si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le Distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de reventes. En plus, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Finalement, le Distributeur devrait conclure des ententes séparées pour obtenir des services complémentaires et pour acquérir la puissance complémentaire.

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

- a) l'équilibrage éolien;

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

- 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.);

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

- c) l'adéquation entre les besoins du Distributeur et certains de ses approvisionnements (référence i, lignes 7 à 8).

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

Réponse :

Voir les réponses aux questions 24.2 et 24.3.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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.

Réponse :

Lorsqu'une entente sera conclue et approuvée par les deux parties, le Distributeur déposera une demande d'approbation à la Régie avec les informations démontrant l'avantage économique pour les clients de la solution proposée.

Voir également la réponse à la question 6.6 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.

24.9 Veuillez fournir une analyse économique de l'entente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.3.

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 14 au 16 juin 2011.

Demandes :

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.

Réponse :

Compte tenu de l'avancement des négociations, il apparaît prématuré de répondre avec précision à une cette question. En fonction de l'évolution du dossier, une entente pourrait être déposée au cours de l'automne 2011.

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.

Réponse :

Le Distributeur pourrait intégrer dans ses négociations avec le Producteur des suggestions formulées par la Régie ou les intervenants au cours de l'examen du Plan, si celles-ci s'insèrent dans la stratégie du Distributeur.

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.

Réponse :

Sans objet.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

Réponse :

L'entrée en vigueur pour le 1^{er} janvier 2012 constitue toujours l'objectif du Distributeur.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1 de EBM à la pièce HQD-4, document 3.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

Réponse :

La description de l'impact de l'entente figure à la section 4.4.1.4 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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).

Réponse :

Selon les objectifs du Distributeur, l'entente devrait prévoir la création d'un compte de modulation. L'énergie annuelle provenant des contrats postpatrimoniaux pourrait être utilisée pour ajouter des quantités dans le compte ainsi créé. Les retraits du compte seraient effectués en fonction des besoins du Distributeur.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.5 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 27.2.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 24.2 et 23.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

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.

Réponse :

La puissance présentée au tableau 4.4-2 relativement à l'entente globale de modulation correspond à la contribution complémentaire minimale de MW qui serait fournie avec l'entente. Cet ajout est établi à 15 % de la puissance éolienne installée.

**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.

Réponse :

Les livraisons d'électricité provenant de sources de production variables, telle l'énergie éolienne, comportent des impacts sur les services complémentaires. Ces services complémentaires sont requis pour exploiter le réseau de transport de manière fiable et sécuritaire.

Ces services doivent par ailleurs être fournis par un producteur, dont la présence sur le réseau est assurée et disposant de ressources dont les caractéristiques techniques permettent de fournir lesdits services complémentaires. Hydro-Québec Production est le seul producteur actuellement en mesure de fournir les services complémentaires affectés par la production variable et, de surcroît, fournit déjà tous les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale.

Puisque l'entente globale de modulation aborde toutes les facettes de l'intégration de la production variable, la prise en compte des services complémentaires au sein de l'entente est une solution logique.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.2.

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

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.

Réponse :

Il n'existe pas de données réelles permettant de quantifier les économies d'énergie tendancielle. Voir également la réponse à la question 3.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

L'évaluation de la puissance évitée à la pointe hivernale par les économies d'énergie tendancielle se base sur des hypothèses de profils spécifiques aux économies d'énergie tendancielle par usages et par secteurs de consommation. Cette méthodologie est identique à celle décrite à la réponse à la question 32.2.

32.2 Veuillez expliquer la croissance de 5,4 TWh des économies d'énergie découlant des interventions en EÉ 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 EÉ 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.

Réponse :

En ce qui concerne la croissance, entre 2015 et 2020, des économies d'énergie découlant des interventions en efficacité énergétique en déploiement, voir la réponse à la question 2.5 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

Pour ce qui est de la puissance évitée par ces programmes additionnels d'économie d'énergie, son évaluation se base sur des hypothèses de profils spécifiques aux économies d'énergie par usages. La méthodologie permettant d'évaluer l'impact en puissance des économies d'énergie est décrite à la section 1.3 de la pièce HQD-1, document 2, annexe 2E du dossier R-3648-2007.

Pour des exemples chiffrés, il est également possible de se référer à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.1 du dossier R-3550-2004.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

L'évaluation de l'effritement des économies en puissance des programmes d'HQ déjà mis en œuvre se base sur des hypothèses de profils spécifiques associées à l'effritement des économies d'énergie par secteurs de consommation et par usages. Cette méthodologie est la même que celle décrite à la réponse à la question 32.2.

32.4 Veuillez confirmer que, n'eut 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).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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)).

Réponse :

La croissance entre les hivers 2009-2010 et 2019-2020 de 1 214 MW ou 1,1 % des besoins en puissance pour le chauffage des locaux dans le secteur résidentiel et agricole prend en compte les économies

d'énergie prévues et l'effacement en puissance associé à la bi-énergie résidentielle.

Sans les économies d'énergie découlant des interventions en efficacité énergétique en déploiement, le taux de croissance de cet usage serait de 1,6 %.

Par ailleurs, en raison d'une hypothèse d'effacement complet du chauffage à la bi-énergie résidentielle à la pointe d'hiver, la bi-énergie résidentielle n'est pas présente dans la croissance de 1 214 MW du chauffage des locaux dans le secteur résidentiel et agricole.

- 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.

Réponse :

L'évaluation de la contribution de la bi-énergie résidentielle à la réduction des besoins en énergie et en puissance s'appuie sur des hypothèses permettant de transposer la prévision de consommation annuelle d'énergie des systèmes de chauffage bi-énergie en besoins annuels en énergie et en besoins en puissance à la pointe d'hiver s'ils étaient utilisés en mode électrique seulement.

Ainsi, la contribution de la bi-énergie à la réduction des besoins annuels en énergie est obtenue en soustrayant les besoins en énergie des systèmes de chauffage bi-énergie à ceux de ces mêmes systèmes s'ils étaient utilisés en mode électrique seulement.

En raison d'une hypothèse d'effacement complet à la pointe, la contribution de la bi-énergie à la réduction des besoins en puissance à la pointe d'hiver correspond aux besoins de puissance qu'occasionneraient ces systèmes de chauffage s'ils étaient utilisés en mode électrique à la pointe d'hiver.

Le tableau R-33.2 définit les hypothèses permettant d'évaluer les besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver si les systèmes de chauffage bi-énergie étaient utilisés en mode électrique seulement et donne leurs provenances.

**TABLEAU R-33.2
PROVENANCE DES HYPOTHÈSES**

<i>Hypothèses</i>	<i>Provenance des hypothèses</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Taux d'effacement annuel de la bi-énergie 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulations horaires du chauffage bi-énergie et de son effacement en fonction des conditions climatiques
<ul style="list-style-type: none"> • Répartition mensuelle des besoins en énergie des systèmes bi-énergie s'ils étaient utilisés en mode électrique seulement 	<ul style="list-style-type: none"> • Degrés-jours mensuels moyens de chauffage (base 16°C) • Simulations horaires du chauffage bi-énergie et de son effacement en fonction des conditions climatiques
<ul style="list-style-type: none"> • Ratio puissance à la pointe d'hiver par rapport à l'énergie de janvier des systèmes bi-énergie s'ils étaient utilisés en mode électrique seulement 	<ul style="list-style-type: none"> • Ratio moyen établi à partir de simulations horaires des besoins de chauffage en fonction des conditions climatiques

La contribution de la bi-énergie résidentielle à la réduction des besoins en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan est prise en compte dans la prévision de la demande. En fait, si elle n'avait pas été prise en compte, la prévision de la demande présentée à la section 2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 aurait été supérieure de la contribution de la bi-énergie à la réduction des besoins en énergie et en puissance.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

**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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 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).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Au-delà de 2014-2015, donc à quatre ans d'avis, le taux est maintenu constant puisque le Distributeur fait l'hypothèse que le marché pourrait faire des additions d'équipements de pointe, au Québec ou ailleurs, au-delà de cet horizon.

Ces taux de réserve sont estimés en fonction des hypothèses retenues et ne doivent pas être interprétés comme des taux réels.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 34.3.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 34.3.

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.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Les évaluations faites avant déploiement des moyens de gestion existants ne sont pas le résultat de simulations horaires. Elles sont présentées à titre indicatif seulement, afin de mesurer l'ampleur des surplus avant tout moyen de gestion.

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.

Réponse :

Les approvisionnements existants et en cours d'acquisition (voir la section 3.1 de la pièce B-4-HQD-1, document 1), après les modifications présentées à la section 4.1.1, sont intégrés dans les calculs menant à la production du graphique 4.3-1.

**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 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.

Réponse :

La croissance prévue des ventes en énergie au secteur résidentiel et agricole (+ 6 TWh) provient principalement de la croissance des ménages (+ 7 TWh), des conversions nettes des systèmes de chauffage vers l'électricité (+ 1 TWh) et de la croissance du revenu personnel disponible des ménages (+ 1 TWh), de laquelle l'impact anticipé des nouveaux programmes en efficacité énergétique doit être retranché (- 3 TWh).

Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier l'impact sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver de chacun des facteurs décrits ci-dessus. En fait, ces facteurs ont un impact spécifique sur la croissance des usages en énergie (chauffage, climatisation, chauffage de l'eau, etc.) au secteur résidentiel et agricole qui se traduit, par la suite, en une croissance de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver selon le profil de consommation des usages concernés.

- 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).

Réponse :

Le vieillissement de la population est pris en compte dans la prévision des intrants (variables économiques et démographiques) utilisés pour la prévision des ventes. De cette façon, il affecte la croissance du revenu personnel disponible ainsi que la croissance des ménages et la taille des logements occupés. Plus précisément, le vieillissement de la population se traduit par une baisse graduelle de la croissance du revenu personnel disponible et de la formation de ménages par types de logement, sans toutefois amener leur décroissance, ce qui a pour effet de réduire la croissance des ventes prévues.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 36.1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 36.2.

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 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.

Réponse :

Les élasticités prix utilisées par secteur de consommation permettent de mesurer la sensibilité de la demande à une variation (en %) du prix de l'électricité. De fait, en supposant une élasticité prix donnée, plus la hausse tarifaire prévue est élevée et plus l'impact à la baisse sur la demande d'électricité sera important.

Ainsi, même si les élasticités prix demeurent inchangées depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2008-2017, la hausse du prix de l'électricité patrimoniale aura un impact à la baisse sur la demande d'électricité des secteurs de consommation touchés.

- 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.

Réponse :

L'exercice de répartition de l'augmentation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale 1 ¢/kWh entre 2014 et 2018 n'est pas fait par catégories de consommateurs.

La méthode de répartition des coûts de fourniture par catégories de consommateurs dépasse le cadre des dossiers de plan d'approvisionnement. Elle est plutôt présentée et discutée lors des dossiers tarifaires du Distributeur.

- 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.
Veuillez 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.
Veuillez 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 37.2.

Par ailleurs, le tableau R-37.3 présente l'impact sur les tarifs, en pourcentage, de l'augmentation du prix de la fourniture patrimoniale pour les années 2014 à 2018.

**TABLEAU R-37.3
HAUSSES TARIFAIRES PRÉVUES**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Décision de la Régie D-2010-022	0,35%										
Dépôt du dossier tarifaire 2011-2012		0,0%									
Hausse prévue au Plan stratégique 2009-2013			2,5%	2,5%							
Hausse de long terme (à l'inflation)					2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Hausse tarifaire liée à la fourniture patrimoniale *					3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	0,5%	0,5%

* Estimation excluant le tarif L industriel et les contrats spéciaux.

37.4 Veuillez 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.

Réponse :

Pour les détails de l'impact estimé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la prévision des ventes d'électricité au Québec, voir la réponse à la question 1.3 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

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 Veuillez produire les mêmes graphiques pour les trois mêmes années avant déploiement des moyens existants.

Réponse :

Voir la réponse à la question 35.1.

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.

Réponse :

Pour le scénario avant déploiement des moyens existants, voir la réponse à la question 35.1.

En ce qui concerne le scénario après déploiement des moyens existants, les données ont déjà été déposées à la Régie et sont accessibles aux intervenants, comme l'a rappelé la Régie dans sa lettre du 11 février 2011 concernant la demande d'ordonnance de UC (pièce A-0007).

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).

Réponse :

Voir le tableau 4.1-2 de la pièce B4-HQD-1, document 1 pour l'impact sur les AAR du déploiement des moyens de gestion existants.