

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DU RNCREQ

APPROVISIONNEMENT

- 1. Référence :**
- (i) B-21, HQD-5, document 1, page 5
 - (ii) B-21, HQD-5, document 1, page 9
 - (iii) B-77, HQD-1, document 2.8, page 4
 - (iv) R-2726-2010, HQD-1, document 1, page 14

Préambule :

- (i) *De plus, étant donné les surplus anticipés sur la période 2012-2027 et le solde du compte d'énergie différée, une gestion conforme à ses engagements contractuels amène le Distributeur à ne pas différer l'énergie du contrat en base pour la période d'avril à décembre 2012.*
- (i) *Ainsi, conformément aux engagements contractuels du Distributeur, celui-ci ne prévoit pas différer l'énergie du contrat en base sur la période 2013-2017 et privilégie, tel qu'annoncé précédemment, une approche prudente, visant à évaluer année après année sa capacité à différer l'énergie, en fonction des rappels effectivement octroyés par le Producteur et de la marge de manoeuvre dont dispose le Distributeur.*

À la référence (iii), le Distributeur présente un bilan en énergie pour la période 2013-2020.

La référence (iv) présente un bilan en énergie sur la période 2010-2027, soit une période s'étendant jusqu'à l'échéance des Conventions.

Demandes :

- 1.1 Le tableau de la référence (iv) montre qu'il est possible de présenter un bilan jusqu'en 2027. Veuillez compléter le tableau de la référence (iii) pour couvrir la période 2013-2027.
- 1.2 Le tableau de la référence (iii) montre une production de TransCanada Energy (TCE à partir de l'année 2016. Veuillez expliquer le besoin de faire appel à cette production.
- 1.3 Veuillez présenter la prévision de la production d'énergie de TCE sur la période 2020-2027.

- 2. Référence :**
- (i) B-21, HQD-5, document 1, page 6
 - (ii) B-21, HQD-5, document 1 Annexe C
 - (iii) Convention d'énergie différée

- (iv) B-21, HQD-5, document 1, page 9
- (v) Rapport annuel d'Hydro-Québec 2011, page 114

Préambule :

- (i) *Cet avis faisait suite à des discussions entreprises suite à une demande du Producteur en ce sens en décembre 2011.*

La référence (ii) est une lettre de HQP, datée du 23 décembre 2011, dans laquelle il fait part de ses préoccupations suite à la décision D-2011-193 concernant l'entente globale de modulation.

À l'article 2.5 de la référence (iii), il est mentionné notamment :

L'interprétation et l'application de la présente convention seront effectuées par le comité d'exploitation, à la satisfaction des Parties. Tout différend relatif à la présente convention ne pouvant être résolu par le comité d'exploitation sera soumis au président respectif des Parties pour fins de résolution.

La référence (iv) indique que le Producteur doit fournir 37 442 MW en électricité patrimoniale.

La référence (v) indique que la capacité installée d'Hydro-Québec est de 43 637 MW en excluant les 12 parcs éoliens appartenant à des producteurs privés.

Il apparaît donc que le Producteur devrait disposer de la capacité requise pour fournir les 400 MW de puissance supplémentaire prévues à la Convention et qu'il devrait expliquer sa décision de ne pas fournir cette puissance.

Demandes :

- 2.1** Veuillez indiquer si les discussions entreprises à la demande du Producteur ont été consignées dans un ou des documents (procès-verbal, compte-rendu de réunion ou autrement).
 - 2.1.1.** Si oui, veuillez déposer ce ou ces documents.
 - 2.1.2.** Si non, veuillez préciser la teneur des discussions. Veuillez mentionner notamment comment le Producteur a justifié son refus d'octroyer au Distributeur des quantités au-delà des 400 MW garantis.
- 2.2** Veuillez indiquer si le comité *d'exploitation* mentionné à la référence (iii) a été saisi de la teneur des discussions entre le Distributeur et le Producteur. Veuillez expliquer votre réponse.
- 2.3** Veuillez indiquer si le président respectif des Parties a été saisi des discussions entre le Distributeur et le Producteur. Veuillez expliquer votre réponse.

- 3. Références :** (i) B-21, HQD-5, document 1, pages 6
(ii) Convention d'énergie différée, article 2.2.6

Préambule :

- (i) La référence (i) mentionne : *Sur cette base et sans nouvelles actions du Distributeur, le solde du compte d'énergie différée atteindrait 12 TWh à la fin des Conventions.*

À la référence (ii), il est mentionné que le Distributeur peut exiger que le *taux de livraison majoré* s'appliquant lors des mois de juin, juillet, août et septembre s'établisse jusqu'à 750 MW à partir de l'*année contractuelle 2024*

Demandes :

- 3.1** Veuillez préciser si l'évaluation du solde de 12 TWh prend en considération la possibilité mentionnée à l'article 2.2.6 de la Convention.

- 4. Références :** (i) B-21, HQD-5, document 1, page 7
(ii) B-21, HQD-5, document 1, page 10
(iii) B-21, HQD-5 document 1, page 18

Préambule :

- (i) *Or, dans les conditions actuelles de prix de marché bas, ces quantités se traduiront par une hausse de l'électricité patrimoniale inutilisée*

À la référence (i), il est également indiqué qu'il n'y a pas de revente d'énergie pour l'année 2012.

- (ii) *Les conditions de marché anticipées, défavorables à la revente, devraient se traduire par de l'électricité patrimoniale inutilisée de 4,2 TWh.*

La référence (iii) présente des prix de marché pour l'année 2011, notamment le prix NYMEX NY zone M (24h).

Demandes :

- 4.1** Veuillez présenter les prix de marché pour chaque mois de l'année 2012 jusqu'à maintenant.
- 4.2** Veuillez présenter les prix de marché anticipés pour chaque mois de l'année 2013.
- 4.3** Veuillez justifier qu'il n'y a pas de revente de prévue pour l'année 2012.

4.4 Veuillez justifier pourquoi il n'y a pas de revente de prévue pour l'année 2013.

5. Référence : (i) B-21, HQD-5 document 1, pages 5 et 7

Préambule :

A la page 5 de la référence, il est mentionné que les approvisionnements postpatrimoniaux , sont près de 1 TWh plus élevés que ceux prévus au précédent dossier tarifaire. Au tableau de la page 7 on peut constater que ces approvisionnements supplémentaires proviennent des contrats de long terme.

Demandes :

5.1 Veuillez préciser quel contrat de long terme a fourni plus d'énergie que prévu. Veuillez expliquer votre réponse.

6. Référence : (i) B-21, HQD-5, document 1, pages 13
(ii) Convention d'énergie différée (contrat de base)
(iii) B-21, HQD-5, document 1, page 11

Préambule :

Le tableau de la référence (i) montre que le coût unitaire anticipé d'achats d'énergie sur les marchés de court terme est de 46,5 \$/MWh pour l'année 2013.

Le RNCREQ évalue que, selon l'application de la formule indiquée à l'article 2.2.11 (iii) de la référence (ii), le coût unitaire de l'énergie additionnelle (MÉA) découlant de l'augmentation du taux de livraison horaire est de 55,28 \$/MWh pour l'année 2013.

Le tableau de la référence (iii) montre que le Distributeur entend rappeler 0,8 TWh d'énergie en 2013.

Demandes :

6.1 Veuillez confirmer l'évaluation du coût unitaire de 55,28 \$/MWh.

6.1.1. Si vous ne confirmez pas, veuillez fournir le MÉA pour l'année 2013 avec le détail du calcul.

6.2 Étant donné que le coût unitaire sur les marchés de court terme est inférieur au coût de la Convention d'énergie différée, veuillez justifier le rappel de 0,8 TWh d'énergie en 2013.

7. Référence : (i) B-21, HQD-5, document 1, page 15

Préambule :

Le tableau 8 présente les Activités de revente en 2011 par type de transaction. On peut remarquer qu'il n'y a aucune transaction du mois de janvier jusqu'au mois d'août inclusivement.

Le tableau présente également le coût unitaire des transactions bilatérales et des transactions sur le marché DAM.

Demandes :

7.1 Veuillez fournir le coût unitaire sur le marché DAM pour chacun des mois de l'année.

7.2 Veuillez expliquer l'absence de transactions entre les mois de janvier et septembre.

INDICE DE PERFORMANCE

8. Référence : (i) B-25, HQD-7, document 2, Annexe D, page 36

Préambule :

La référence présente une définition de l'*Indice de continuité – Distribution*, ainsi que la méthode de calcul.

Indices de continuité - Distribution (IC brut et normalisé)

Définition : *Mesure le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client alimenté en moyenne tension (pannes et interruptions programmées).*

Méthode de calcul : *Somme des clients x heures interrompues (pannes et interruptions programmées) en moyenne tension*

Somme des clients alimentés en moyenne tension

Demandes :

8.1 Veuillez préciser le nombre de *Clients alimentés en moyenne tension* ainsi que le voltage correspondant à la *Moyenne tension*.

8.2 Veuillez préciser si les *Pannes et interruption programmées* concernent les équipements de distribution seulement, excluant les interruptions dues aux équipements de transport.

9. Références : (i) B-25, HQD-7, document 2, page 7
(ii) R-3777-2011, HQT-3, document 2, page 8

Préambule :

La référence (i) présente notamment l'Indice de continuité – Distribution exprimé en minutes.

La référence (ii) présente l'Indice de continuité – Transport exprimé en heure par clients. On peut remarquer que le tableau inclut l'indice total et diverses composantes de cet indice, soit :

- Facteurs climatiques
- Défaillance d'équipements
- Travaux programmés
- Autres.

Demandes :

9.1 Veuillez fournir un tableau de l'*Indice de continuité – Distribution* selon les mêmes composantes que ceux présentés à la référence (ii).

10. Référence : (i) B-25, HQD-7, document 2, page 7
(ii) R3776-2011, HQD-14, document 8, page 4

Préambule :

La référence (i) présente notamment un historique de l'Indice de continuité – Distribution exprimé en minutes.

La référence (ii) présente l'indice de continuité de chacun des réseaux autonomes en 2010.

Demandes :

10.1 Veuillez préciser si le calcul de l'indice de la référence (i), comprend les données des réseaux autonomes.

10.2 Si oui, veuillez fournir séparément un historique de l'indice pour le réseau intégré et pour chacun des réseaux autonomes.

10.2.1 Dans le cas de ces derniers, veuillez préciser les interruptions dues aux équipements de production.

10.3 Si non, veuillez fournir un historique de l'indice de continuité de chacun des réseaux autonomes en précisant aussi les interruptions dues aux équipements de production.

11. Référence : (i) HQD-7, document 2, Annexe B, page 27
(ii) HQD-7, document 2, page 5

Préambule :

Le tableau de la référence (i) présente les données permettant de calculer les indicateurs d'efficacité présentés à la référence (ii)

Demandes :

11.1 Veuillez préciser si les données de la référence (i) incluent les données des réseaux autonomes.

11.2 Si oui, veuillez fournir les données excluant les données des réseaux autonomes.

12 Références : (i) B-25, HQD-7, doc. 2, pages 10 et 11
(ii) B-25, HQD-7, doc. 2, p. 5

Préambule

La référence (i) mentionne : *Les graphiques 1 et 2 présentent les résultats de coûts qui résumant bien la performance relative d'Hydro-Québec Distribution en regard des indicateurs 7 et 8 présentés dans le tableau 1 de la section 1.*

Sur le graphique de la page 11 de (i) on peut voir les valeurs du Coût total par abonnement pour le Distributeur et pour des entreprises de comparaison. Pour l'année 2009, il est indiqué une valeur de 213 \$US dans le cas du Distributeur.

Le tableau de la référence (ii) indique une valeur de 446 \$ en 2009 pour l'indicateur 7. En appliquant le taux de change de 0,88 indiqué à la référence (i), on obtient une valeur de 392 \$US, soit une valeur très différente de celle de la référence (i).

Pour l'indicateur 8, soit les charges d'exploitation nettes (CEN) peut également constater que les valeurs de la référence (i) sont différentes de celles de la référence (ii). (CEN) par abonnement.

Demandes :

- 12.1 Veuillez expliquer la différence entre la valeur du coût total par abonnement présentée au graphique de la référence (i) et la valeur présentée au tableau de la référence (ii) convertie en \$US.
- 12.2 Veuillez expliquer également les valeurs différentes pour les CEN par abonnement.

Alimentation de Schefferville

13. **Références:**
- (i) B-39, HQD-8, document 5, Annexe, page 25
 - (ii) B-39, HQD-8, document 5, Annexe, page 25
 - (iii) R-3602-2006, HQd-1, document 1, Contrat avec NLH

Préambule

À la référence (i), le Distributeur mentionne : *Le Distributeur juge également important de rappeler que la centrale de Menihek est propriété de NALCOR, laquelle est entièrement responsable des travaux liés à son entretien et à son exploitation. Bien que le comité conjoint d'exploitation planifie les activités en considérant les besoins du Distributeur, NALCOR demeure responsable de la réalisation des travaux et des délais d'intervention. NALCOR a, par ailleurs, l'obligation d'agir avec diligence en pareil cas, conformément aux dispositions prévues au contrat.*

À la référence (ii), le Distributeur présente les principaux risques de pannes majeures et énumère certains problèmes concernant la centrale Menihek, les ouvrages civils et les lignes et poste de Menihek.

L'article 5.01 vii de la référence (iii) mentionne

**ARTICLE 5
REMBOURSEMENT DES COÛTS
D'EXPLOITATION ET
DE REMISE À NEUF**

- 5.01 HYDRO-QUÉBEC rembourse à N & L HYDRO les coûts suivants à mesure qu'ils sont engagés et ensuite facturés par N & L HYDRO :
- vii) tous les coûts associés à des réparations majeures effectuées à la centrale conformément à la décision du Comité d'exploitation.

**ARTICLE 5
REIMBURSEMENT OF OPERATING
AND
REFURBISHMENT COSTS**

- 5.01 HYDRO-QUÉBEC shall reimburse N & L HYDRO for the following costs as they are incurred and subsequently invoiced by N & L HYDRO:
- vii) all costs associated with any Major Repairs carried out at the Plant in accordance with the decision of the Operating Committee.

De plus, l'article 10.01 v) mentionne :

**ARTICLE 10
COMITÉ D'EXPLOITATION**

10.01 Un Comité d'exploitation est créé par les présentes; ce comité, composé de quatre membres, comprend deux représentants de N & L HYDRO et deux représentants d'HYDRO-QUÉBEC. Il est autorisé à faire, au nom des deux parties, tout le nécessaire pour assurer la livraison de la puissance et de l'énergie à HYDRO-QUÉBEC et assurer la coordination de toutes les questions se rapportant à la production de puissance et d'énergie à la centrale, conformément aux dispositions et dans le respect de l'esprit du contrat.

- v) la surveillance des travaux réalisés par l'exploitant de la centrale de même que la décision de renouveler le mandat de celui-ci ou de le remplacer, y compris la détermination du mandat, des tâches, de la rémunération et des autres questions reliées au contrat de service conclu avec l'exploitant ou devant être incluses dans son contrat de service; et

**ARTICLE 10
OPERATING COMMITTEE**

10.01 An Operating Committee is hereby established consisting of four members, two members from N & L HYDRO and two members from HYDRO-QUÉBEC. The Operating Committee is authorized, on behalf of both Parties to do all things necessary to ensure the delivery of Power and Energy to HYDRO-QUÉBEC, ensure the coordination of all matters pertaining to the production of Power and Energy at the Plant, in accordance with the provisions and intent of the Agreement.

- v) monitoring the work of the operator of the Plant as well as determination of the renewal or replacement of the operator of the Plant including the mandate, task, fees and any other matters related to or to be included in the service contract with the operator; and

Demandes

- 13.1 Veuillez indiquer si le Comité d'exploitation a décidé que des travaux de réfection sont nécessaires à la centrale, aux ouvrages civils et aux lignes et poste de Menihek.
- 13.2 Si oui, veuillez indiquer si un programme de réalisation a été défini et préciser le calendrier de réalisation des travaux.
- 13.3 Veuillez préciser si des travaux de réfection ont déjà été réalisés à la centrale de Menihek, aux ouvrages civils et aux lignes et poste de Menihek et, s'il y a lieu, veuillez décrire la nature de ces travaux.
- 13.4 Si aucun travail de réfection n'a été décidé par le Comité d'exploitation, veuillez expliquer pourquoi aucune décision n'a été prise.

14. **Références:** (i) B-39, HQD-8, document 5, Annexe, page 23

Préambule

À la référence, le Distributeur mentionne :

Toute interruption prolongée de l'alimentation électrique met en péril la satisfaction de besoins essentiels de la communauté isolée. Pour ne donner qu'un exemple des risques potentiels, une panne générale en plein hiver pourrait provoquer le gel du système d'eau potable de la ville et des résidences, en moins de 48 heures, puisque les câbles chauffants du réseau d'eau ne fonctionneraient plus.

Demandes

14.1 Veuillez définir quels sont les besoins essentiels de la communauté et indiquer quelle capacité serait nécessaire pour les satisfaire.

15. Références: (i) B-39, HQD-8, document 5, Annexe, page 25
(ii) R-3776-2011 HQD-14, document 1.2, page 116

Préambule

À la référence, le Distributeur mentionne :

Il est donc impératif de mettre les groupes à l'abri car ce problème de fiabilité ne se présente pas qu'au démarrage des groupes mais se présente surtout pendant leur fonctionnement, compte tenu du fort appel d'air froid des moteurs qui gèle les composantes tel que déjà mentionné.

De plus, le Distributeur renvoie à la référence (ii) qui mentionne notamment :

Lors de froids extrêmes, l'énorme courant d'air expose tous les équipements au froid, ce qui peut entraîner l'arrêt des composantes de contrôle ou du groupe électrogène. La graisse fige, les mécanismes gèlent, les contrôles ne fonctionnent plus et il faut alors envoyer en urgence par avion nolisé des experts afin de réparer et redémarrer les groupes électrogènes. Cela peut entraîner des délais d'intervention de plusieurs jours pendant lesquels

Demandes

15.1 Veuillez fournir un historique de l'utilisation des groupes depuis leur installation. Veuillez notamment fournir la date, la durée de fonctionnement, la puissance requise, et la température extérieure.

15.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà observé une situation semblable à celle décrite à la référence (ii) concernant le fonctionnement des groupes par temps froid.

15.3 Veuillez indiquer s'il a été envisagé de modifier l'arrangement actuel en installant une prise d'air extérieure pour éviter le fort appel d'air froid, et un système de récupération de la chaleur des moteurs pour chauffer les remorques. Veuillez expliquer votre réponse.

- 16. Références:** (i) B-39, HQD-8, document 5, Annexe, pages 23 et 24

Préambule

À la page 23 de la référence (i), le Distributeur fait référence à la décision D-2012-024 de la Régie qui se disait « *préoccupée par l'état de la ligne de transport entre Menihek et Schefferville, qui doit faire l'objet d'importants travaux de réhabilitation, ainsi que par l'état du réseau de distribution de Schefferville et des contrôles de ce réseau* ».

La page 24 de la référence (i) présente un tableau des Investissements prévus à Schefferville et à Menihek sur la période 2012-2-17.

Demandes

- 16.1** Dans le tableau de la référence (i), veuillez isoler les projets de plus de 10 M\$. Veuillez notamment indiquer si les montants présentés incluent les investissements relatifs à une ligne de transport.
- 16.2** Veuillez préciser à quoi réfèrent les montants relatifs à la distribution, et en quoi les projets reliés à ces montants répondent à la préoccupation de la Régie.

- 17. Références:** (i) B-39, HQD-8, document 5, page 16
(ii) R-3776, HQD-8, document 5, page 13

Préambule

La référence (ii) présente les projets de plus de 10 M\$ à autoriser pour le dernier dossier tarifaire. On peut constater qu'il y a un projet « Remplacement des lignes de transport de Schefferville ». Ce même projet apparaissait également au dossier tarifaire R-3740-2010 (HQD-8, document 5, page 12)

La référence (i) présente les projets de plus de 10 M\$ à autoriser pour le dossier actuel. On peut constater que le Remplacement des lignes de transport de Schefferville n'apparaît pas.

Demandes

- 17.1** Veuillez préciser si le projet de remplacement des lignes de transport de Schefferville a été autorisé. Si oui, veuillez indiquer le numéro du dossier.

17.2 Si non, veuillez expliquer que ce projet n'apparaît pas dans la liste des projets de plus de 10 M\$ à autoriser dans le dossier actuel.

18. **Références:** (i) B-39, HQD-8, document 5, Annexe, pages 23 et 24
(ii) R-3776-2011, D-2012-024, pages 169

Préambule

À la page 23 de la référence, le Distributeur reprend un paragraphe 658 de la décision D-2012-024 :

[658] Avant d'autoriser un investissement pour un bâtiment abritant des groupes de secours et l'installation d'un nouveau groupe de secours, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de l'ensemble des besoins futurs du réseau de Schefferville. Un montant de 3,5 M\$ est donc soustrait du budget demandé pour 2012 pour les investissements de moins de 10 M\$.

Par ailleurs, paragraphe 660 de la même décision, la Régie fait référence à la preuve du RNCREQ :

[660] Le RNCREQ souligne qu'il est nécessaire de se préoccuper à la fois des pertes techniques et des pertes non techniques du réseau de Schefferville, puisqu'elles sont en lien direct avec les besoins d'équipements et le déficit des réseaux autonomes³⁴³. L'intervenant souligne que le Distributeur a mentionné que le niveau des pertes pourrait être de l'ordre de 8 %, au lieu du niveau actuel de 21 %. Il y aurait donc une diminution des pertes de 13 %, soit de 1,3 MW³⁴⁴. Selon le RNCREQ, un plan d'action spécifique à Schefferville devrait prioriser la gestion de la demande en période de pointe et une meilleure connaissance des particularités du réseau de Schefferville, permettant d'expliquer la valeur anormalement élevée de cette demande par abonné par rapport aux autres réseaux. Cela permettrait de déterminer et de mettre en place les mesures les plus appropriées pour une alimentation fiable à un coût minimum.

À la page 24 de la référence le Distributeur mentionne :

Le Distributeur rappelle qu'une centrale de réserve est essentielle, indépendamment de tout gain d'efficacité énergétique pouvant être réalisé.

Le RNCREQ constate que la preuve déposée par le Distributeur ne comprend pas, ***une mise à jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de l'ensemble des besoins futurs du réseau de Schefferville***, et que le Distributeur n'a pas répondu aux éléments de preuve du RNCREQ repris par la Régie dans sa décision D-2010-024.

Demandes

18.1 Veuillez justifier l'affirmation à l'effet *qu'une centrale de réserve est essentielle*.

IMPACT TARIFAIRE SUR 5 ANS

19. **Références:**
- (i) R-3740-2010, HQD-8 document 6, page 4
 - (ii) Rapport annuel d'Hydro-Québec 2011, page 80
 - (iii) R-3776-2011, HQD-8, document 6, page 4
 - (iv) B-40, HQD-8, document 6, page 5

Préambule

Selon le tableau de la référence (i), l'amortissement pour l'année 2011 est de 636,3 M\$ et celui prévu pour l'année 2013 est de 660,8 M\$.

Selon la note 8 de la référence (ii), l'amortissement pour l'année 2011 est de 418 M\$ pour la Distribution.

Selon le tableau de la référence (iii), l'amortissement prévu pour l'année 2013 est de 570,1 M\$.

Selon le tableau de la référence (iv), l'amortissement pour l'année 2013 est de 521,0 M\$.

On peut constater que la valeur de l'amortissement diminue à chaque année de 2013 à 2017.

Demandes

19.1 Veuillez concilier les différentes valeurs d'amortissement pour l'année 2011.

19.2 Veuillez concilier les différentes valeurs d'amortissement pour l'année 2013.

19.3 Étant donné que l'amortissement de la référence (iv) est calculé selon la méthode linéaire sur les investissements réalisés avant 2013, veuillez expliquer la diminution de la valeur de l'amortissement de 2013 à 2017.

20. **Références:**
- (i) B-40, HQD-8, document 6, page 5
 - (ii) R-3770-2011, HQD-1, document 1, page 36

Préambule

Le tableau 4 de la référence présente les ajouts nets du projet de Lecture à distance (LAD).

À la référence (ii), il est mentionné :

La valeur comptable des appareils en service est estimée à 160 M\$ au 31 décembre 2011. Sur la période 2012 à 2017, l'amortissement naturel des appareils en service selon la durée de vie, sans le projet LAD, serait de 109 M\$. Avec le projet LAD, le remplacement des appareils par des compteurs de nouvelle génération conduit à une révision de la durée de vie qui engendre un amortissement accéléré et des charges de radiation de l'ordre de 51 M\$4 17 sur la durée du projet LAD.

Demandes

20.1 Veuillez préciser si les valeurs des ajouts nets de la référence (i) prennent en considération l'amortissement accéléré et les charges de radiation des appareils en service mentionnées à la référence (ii). Veuillez expliquer votre réponse.

21. Références:

- (i) R-3776-2011, HQD-8, document 6, page 8
- (ii) B-40, HQD-8, document 6, page 8
- (iii) R-3770, HQD-3, document 2, page 28

Préambule

Les références (i) et (ii) présentent l'impact net des investissements sur les revenus requis, notamment pour le projet de Lecture à distance.

À la référence (i), l'impact total est de 319,2 M\$ sur la période 2012-2016.

À la référence (ii), l'impact total est de 347,1 M\$ sur la période 2013-2017 et de 398,9 M\$ si on ajoute la valeur de 51,8 M\$ qui est indiquée à l'année 2012 de la référence(i).

À la référence (iii) on peut calculer que les revenus requis dus aux investissements sont de 373,4 M\$ sur la période 2012-2017. Par contre, si on inclut l'impact de l'amortissement accéléré et des radiations, l'impact est de 533,6 M\$.

Demandes

21.1 Veuillez concilier les différentes valeurs mentionnées en préambule et présenter l'impact réel des investissements du projet LAD sur les revenus requis du Distributeur.

22. Références:

- (i) B-40, HQD-8 document 6, page 6
- (ii) R-3776-2011, HQD-1, document 4, page 3

Préambule

• *base d'évaluation des revenus additionnels (pour le regroupement R2) : Les revenus additionnels de 2013 à 2017 sont établis à partir de la prévision de mai 2012 des ventes d'énergie transitant sur le réseau de distribution en intégrant la diminution de la demande associée aux mesures d'efficacité énergétique. Ces ventes sont multipliées par le revenu unitaire estimé, obtenu à partir du revenu total projeté pour l'année 2012, net de la fourniture et du transport. Les revenus additionnels sont indexés.*

La référence (ii) présente les revenus additionnels requis pour l'année 2012.

Demandes

- 22.1** Veuillez fournir la *prévision de mai 2012 des ventes transitant sur le réseau de distribution*.
- 22.2** Veuillez indiquer si la valeur du *revenu total projeté pour l'année 2012*, et la valeur du coût de la *fourniture et du transport* sont celles de la référence (ii). Si non, veuillez fournir ces valeurs.
- 22.3** À titre d'exemple, veuillez présenter le calcul des revenus additionnels générés pour les années 2013 et 2014.

- 23. Références:** (i) B-40, HQD-8 document 6, page 8
(ii) R-3776-2011, HQD-8, document 6, page 8

Préambule

Au tableau R-2 de la référence (i), on peut calculer que les revenus additionnels totaux générés sur 5 ans sont de 177,5 M\$.

Au tableau R-2 de la référence (ii), on peut calculer que les revenus additionnels totaux générés sur 5 ans sont de 319,2 M\$.

On peut donc constater une diminution importante des revenus additionnels générés.

Demandes

- 23.1** Veuillez expliquer cette diminution.

OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

- 24. Références:** (i) B-51, HQD-12, document 2, page 20
(ii) B-53, HQD-2, document 4, page 10

Préambule

Pour l'option d'électricité interruptible avec préavis, la référence (i) mentionne :
Les crédits ont été évalués en considérant les coûts associés au fonctionnement, au maintien et à l'entretien d'un groupe électrogène de 500 kW. Le crédit variable, qui s'applique uniquement pour les interruptions de service pour lesquelles un avis d'interruption a été émis par le Distributeur, correspond à 38 ¢/kWh, soit le coût d'utilisation du groupe électrogène au sud du 53^e parallèle. Au nord, ce crédit est de 57 ¢/kWh en raison des coûts additionnels de transporter le carburant vers ces réseaux. Ces crédits seront ajustés le 1^{er} octobre de chaque année afin de refléter l'évolution du prix du combustible. (notre soulignement)

Le Distributeur mentionne également un crédit fixe de 6 \$/kW-mois qui reflète les coûts associés au maintien d'un groupe électrogène en état « prêt à fonctionner »

À la même référence, le Distributeur mentionne qu'il a identifié un client aux Îles-de-la-Madeleine qui dispose d'un potentiel d'effacement.

La référence (ii) présente notamment les coûts évités en énergie de chacun des réseaux autonomes.

On peut constater que les coûts évités en énergie sont inférieurs aux valeurs de la référence (i).

Demandes

- 24.1** Veuillez indiquer si l'expression *le coût d'utilisation d'un groupe électrogène* mentionnée à la référence (i) et l'expression *les coûts évités en énergie* mentionnée à la référence (ii) ont la même signification.
- 24.2** Si oui, veuillez expliquer et justifier la différence entre les valeurs de la référence (i) et les valeurs de la référence (ii).
- 24.3** Si non, veuillez préciser la signification de chaque expression et justifier la différence entre les valeurs de la référence (i) et les valeurs de la référence (ii).
- 24.4** Veuillez indiquer si le client identifié aux Îles-de-la-Madeleine a été consulté en vue de définir les valeurs du crédit variable et du crédit fixe mentionnées à la référence (i). Si oui veuillez indiquer s'il est satisfait des valeurs et des modalités proposées.

- 25. Références:** (i) B-51, HQD-12, document 2, pages 22 et 23
(ii) B-53, HQD-2, document 4, page 10

Préambule

À la référence (i), le Distributeur décrit les modalités de l'option d'électricité interruptible sans préavis et présente quelques exemples de crédit versé selon le nombre d'heures d'interruption. Il mentionne qu'un client potentiel a été identifié pour le réseau Opitciwan. Il évalue que pour ce client, le montant versé serait de 90 000\$ pour 100 heures discontinues d'interruption durant une année, soit 120 \$/kW.

La référence (ii) présente notamment les coûts évités en puissance (en\$/kW-an) de chacun des réseaux autonomes. Pour le réseau d'Opitciwan la valeur est de 750 \$/kW-an

Demandes

25.1 Veuillez indiquer si le coût évité en puissance du réseau Opitciwan a servi de base pour la définition des modalités d'application de l'option sans préavis. Veuillez expliquer votre réponse.

25.2 Veuillez indiquer si le client identifié à Opitciwan a été consulté en vue de définir les valeurs et les modalités mentionnées à la référence (i). Si oui, veuillez indiquer s'il est satisfait des valeurs et des modalités proposées.

STRATÉGIE TARIFAIRE

- 26. Références:** (i) B-11, HQD-1, document 4, page 3
(ii) B-11, HQD-1, document 4, page 6
(iii) B-60, HQD-1, document 2.1, page 19

Préambule

La référence (i) indique que la hausse demandée est de 191,9 M\$.

La référence (ii) présente un tableau montrant les revenus requis avant et après la hausse tarifaire.

Certains éléments de ce tableau sont repris ci-dessous. Le RNCREQ a ajouté une colonne montrant la hausse correspondant à chaque catégorie de client, la proportion de la hausse qui est assumée par chaque catégorie de clients, ainsi que la proportion des ventes de chaque catégorie de clients.

On peut constater que la catégorie Contrats spéciaux comprend 17% des ventes, mais qu'elle n'assume aucune hausse de revenus.

On peut constater également que les catégories Domestiques, Petite puissance et Moyenne puissance assument une plus grande proportion de la hausse que leur proportion des ventes. Par contre la catégorie Grande puissance assume une plus petite proportion de la hausse des revenus que sa proportion des ventes.

		abonnements	Revenus		Hausse	Proportion	Proportion	
			GWh	Revenus				Revenus
		ventes	avant hausse	après hausse	M\$	revenus		
Domestique		3 545 676	65 226	4646	4732	86	45%	38%
	Tarifs D et DM	3 420 390	62 163	4475	4558	83	43%	36%
	Tarif DT	125 286	3 063	171	174	3	2%	2%
Petite puissance		297 099	12 386	1159	1182	23	12%	7%
	Tarifs G et T1,T2,T3	289 496	10 753	979	999	20	10%	6%
	Éclairage public	4 008	610	57	58	1	1%	0%
	Tarif G-9	3 595	1 023	123	125	2	1%	1%
Moyenne puissance		21 560	28 568	2087	2132	45	23%	17%
	Tarif M	21 560	28 568	2087	2132	45	23%	17%
Grande puissance		250	37 693	1750	1788	38	20%	22%
	Tarif L	249	37 684	1749	1787	38	20%	22%
	Tarif H	1	9	1	1	0	0%	
Total	Tarifs réguliers	3 864 585	143 873	9642	9834	192	100%	83%
						0		
Contrats spéciaux		10	28 614	936	936	0	-	17%
Gestion de la consommation								
	Option d'élec. Addi.	(9)	-	0				
Tarifs de dépannage								
	Tarif LD	-	-	0				
	Tarif LP	-	-	0				
TOTAL	Total	3 864 595	172 487	10578	10770	192		

Par ailleurs, la référence (iii) mentionne que des coûts d'approvisionnement additionnels de 340 M\$ en 2013 sont attribuables aux contrats de long terme.

Étant donné que les revenus requis additionnels sont dus principalement aux coûts additionnels d'approvisionnement, on devrait s'attendre que la hausse de ces revenus requis soit assumée en proportion des ventes de chaque catégorie de client.

Demandes

26.1 Veuillez indiquer si la catégorie Contrats spéciaux assume une partie de la hausse des revenus requis. Si oui, veuillez indiquer de quelle façon.

26.2 Veuillez justifier que la catégorie Grande puissance assume une plus faible proportion de la hausse des revenus que sa proportion des ventes.

27. Références: (i) B-51, HQD-12, document 2, pages 6 et 7

Préambule

La référence présente la stratégie proposée pour la hausse du tarif domestique :

Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis avec l'approbation de la Régie³. Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2013 sont les suivants :

- Gel de la redevance ;

-Pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2^e tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{re} tranche ;

- Pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2013 ;

-Gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été.

La référence présente également les tarifs D, DM et DT au 1^{er} avril 2013, incluant une hausse tarifaire de 2,9 % et tenant compte des orientations proposées. On peut voir notamment une hausse de 2,3% pour la première tranche d'énergie et de 4,3 % pour la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs D et DM qui comprennent plus de 96% des clients domestiques.

Demandes

27.1 Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer à la deuxième tranche d'énergie s'il n'y avait aucune hausse pour la première tranche.

PGÉÉ

28. Références: (i) B-15, HQD-2, document 3.2, Annexe 2, page 14
(ii) B-42, HQD-8, document 8, page 30
(iii) R-3671-2008, AAE-8, document 1, Annexe B, page 266

Préambule

La référence (i) présente le coût du capital prospectif autorisé pour 2012 (5,740%) et celui proposé pour l'année 2013 (4,392%).

La référence (ii), présente les résultats des tests économiques en M\$ actualisés de 2013.

La référence (iii) présente les paramètres généraux utilisés par l'Agence de l'efficacité énergétique dans les calculs des tests de rentabilité. On peut constater notamment que le taux d'actualisation nominal de l'Agence est différent de celui du Participant.

Demandes

- 28.1** Veuillez préciser le coût du capital prospectif qui a été utilisé pour le calcul du TCTR de la référence (ii).
- 28.2** Si le coût utilisé est celui de l'année 2012, soit 5,740%, veuillez fournir une analyse de sensibilité du scénario de référence en utilisant le coût proposé pour l'année 2013, soit 4,392%.
- 28.3** Veuillez préciser le taux d'actualisation qui a été utilisé pour le calcul du TP.
- 28.4** Si le taux utilisé pour le calcul du TP est le même que pour le calcul du TCTR, veuillez expliquer l'utilisation d'un même taux pour justifier une décision du Distributeur et une décision d'un participant.
- 28.5** Si le taux pour le calcul du TP est différent, veuillez justifier la valeur du taux utilisé.

29. Références: (i) HQD-8, document 8, page 32

Préambule

Le tableau 6. de la référence présente l'Impact en 2013 des dépenses de mise en œuvre du PGEÉ sur le coût de service du Distributeur en 2013.

Selon la compréhension du RNCREQ l'impact présenté prend en considération les dépenses de l'ensemble des mesures qui ont été réalisées depuis le début du programme.

Demandes

- 29.1** Veuillez confirmer la compréhension du RNCREQ.
- 29.2** Si vous ne confirmez pas, veuillez préciser les dépenses qui ont été prises en considération.
- 29.3** Veuillez indiquer la quantité d'énergie que l'ensemble des mesures ont permis d'économiser en 2013.