

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1
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.

Réponse :

Le dossier R-3726-2010 cité en référence (iv) concerne la demande d'approbation des Conventions amendées. De fait, les analyses présentées dans ce dossier couvraient la période 2010-2027, car les nouvelles Conventions viennent à échéance en 2027.

Le Distributeur a déposé en réponse à l'engagement n°7 à la pièce HQD-1, document 2.8, le bilan en énergie sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

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.

Réponse :

La demande dépasse le cadre du présent dossier.

1.3 Veuillez présenter la prévision de la production d'énergie de TCE sur la période 2020-2027.

Réponse :

La demande dépasse le cadre du présent dossier.

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).

Réponse :

Non, ce type de rencontre ne fait pas l'objet de procès verbaux.

- 2.1.1. Si oui, veuillez déposer ce ou ces documents.

Réponse :

Sans objet

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2 de la demande de renseignements n° 1 d'UC à la pièce HQD-13, document 13.1.

- 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.

Réponse :

Le comité d'exploitation n'a pas été saisi des discussions.

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.

Réponse :

La demande dépasse le cadre du présent dossier.

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.

Réponse :

Aucun besoin énergétique prévisionnel ne justifie un taux de livraison majoré tel que stipulé à l'article 2.2.6 pour les mois en question.

Voir aussi la réponse à la question 20.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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.

Réponse :

L'information est disponible, pour le marché de référence du Distributeur, sur le site du NYISO :
<http://www.nyiso.com/public/index.jsp>

- 4.2** Veuillez présenter les prix de marché anticipés pour chaque mois de l'année 2013.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.2 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 4.3** Veuillez justifier qu'il n'y a pas de revente de prévue pour l'année 2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 23.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.2.1 de la demande de renseignements n° 1 d'UC à la pièce HQD-13, document 13.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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

Réponse :

Sans objet.

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.

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler que les rappels du contrat en base fournissent, en plus de l'énergie, une puissance garantie qui s'inscrit au bilan de puissance du Distributeur tout en permettant de vider le solde du compte d'énergie différée des Conventions.

En plus, le Distributeur rappelle qu'il ne peut spéculer sur les conditions de marché dans l'utilisation des Conventions.

Voir également la réponse à la question 20.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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.

Réponse :

L'information est disponible, pour le marché de référence du Distributeur, sur le site du NYISO :
<http://www.nyiso.com/public/index.jsp>.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3 de l'AQCIE/CIFQ à la pièce HQD-13, document 4.

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*.

Réponse :

Le tableau suivant présente le nombre de clients alimentés en moyenne tension.

**TABLEAU R-8.1
NOMBRE DE CLIENTS ALIMENTÉS EN MOYENNE TENSION**

2007	2008	2009	2010	2011	2012
3 827 554	3 856 377	3 918 696	3 971 022	4 031 020	4 087 384

Le voltage de moyenne tension est de 12kV ou 25kV. Le Distributeur rappelle que la plus grande partie de ses clients sont alimentés en basse tension, mais à partir du réseau de 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.

Réponse :

Dans le cas du réseau intégré, les pannes et interruptions programmées concernent les équipements de distribution seulement. Cependant, dans le cas des réseaux autonomes, les interruptions dues aux équipements de transport sont également prises en compte.

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).

Réponse :

Les tableaux R-9.1-A et R-9.1B présentent les indices de continuité brut et normalisé, détaillés selon les grands facteurs, pour la période 2007 à 2011.

**TABLEAU R-9.1-A
INDICE DE CONTINUITÉ BRUT**

(minutes par client)	Années historiques (au 31 décembre)				
	2007	2008	2009	2010	2011
IC brut HQD	192	330	169	201	313
Facteurs climatiques	38	59	33	34	39
Défaillances d'équipement	32	65	17	28	35
Interruptions programmées	23	23	30	27	23
Divers	99	183	89	112	216

**TABLEAU R-9.1-B
INDICE DE CONTINUITÉ NORMALISÉ**

(minutes par client)	Années historiques (au 31 décembre)				
	2007	2008	2009	2010	2011
IC normalisé HQD	123	130	125	120	133
Facteurs climatiques	30	38	28	25	31
Défaillances d'équipement	11	11	7	10	12
Interruptions programmées	23	22	29	26	22
Divers	59	59	60	59	67

Pour 2012, les données détaillées par facteur ne seront disponibles qu'à la fin de l'année.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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

Réponse :

Le Distributeur désire souligner le fait que les réseaux autonomes influencent de façon marginale le résultat provincial de l'indice de continuité. Ainsi, le résultat de l'indice de continuité du réseau intégré, sans les réseaux autonomes, demeure pratiquement inchangé.

Le tableau suivant présente le résultat de l'indice de continuité normalisé par minutes pour les réseaux autonomes.

**TABLEAU R-10.2
 INDICE DE CONTINUITÉ DES RÉSEAUX AUTONOMES**

(minutes par client)	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (janv. à oct.)
Îles-de-la-Madeleine	506	713	394	578	309	1 564
Cap-aux-Meules	169	391	270	77	161	238
Grosse-Île	1 147	1 229	997	2 126	1 267	6 699
Havre-Aubert	1 259	1 212	439	1 366	225	1 330
Havre-Aux-Maisons	516	1 044	403	666	448	3 987
L'Île-d'Entrée	0	0	968	0	40	22
Nunavik	331	456	434	416	650	161
Akulivik	152	1 822	138	965	2 182	568
Aupaluk	405	174	660	336	108	166
Inukjuak	18	38	319	404	261	49
Ivujivik	22	103	692	74	77	156
Kangiqsujuaq	116	349	81	1 742	57	469
Kangiqsualujuaq	652	310	5	203	16	14
Kangirsuk	11	349	17	273	189	12
Kuujuaq	373	148	783	149	953	205
Kuujuarapik	152	928	727	565	409	193
Puvirnituk	1 263	995	386	727	1 641	105
Quaqtaq	229	27	80	154	108	119
Salluit	50	487	313	142	170	90
Tasiujaq	305	101	168	250	51	24
Umiujaq	80	328	54	62	291	68
Basse-Côte-Nord, Anticosti	1 347	274	1 633	1 013	2 446	570
Lac-Robertson	1 623	343	1 925	1 146	3 051	671
La Romaine	339	60	1 034	49	13	0
Port-Menier	84	218	20	20	134	489
Schefferville		343	3 146	1 667	1 743	581
Schefferville	n/d	343	3 146	1 667	1 743	581
Menihék**	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Haute-Mauricie	424	860	70	297	842	670
Clova	25	22	239	0	154	126
Opitciwan (Obedjivan)	477	979	49	334	928	739

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

Réponse :

L'obtention de cette information exige un grand nombre de manipulations de données et nécessite une charge importante de travail. Le Distributeur ne peut pas fournir cette information dans le délai imparti.

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 10.2 et 10.2.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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

Réponse :

Le tableau suivant présente les indicateurs d'efficacité du Distributeur excluant les réseaux autonomes.

**TABLEAU R-11.2
 INDICATEURS D'EFFICACITÉ PRIVILÉGIÉS PAR LE DISTRIBUTEUR
 EXCLUANT LES RÉSEAUX AUTONOMES**

Description	Années historiques		D-2012-024	Année témoin	Croissance annuelle moyenne		Croissance annuelle
	2004	2009	2012	2013	2004-2013	2009-2013	2012-2013
Indicateurs globaux du Distributeur							
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	465	506	529	524	1,3%	0,9%	-1,0%
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,04	1,21	1,27	1,26	2,1%	1,0%	-0,5%
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	249	273	285	289	1,7%	1,4%	1,6%
4 - IEN (\$) par abonnement	2 003	2 080	2 031	2 062	0,3%	-0,2%	1,5%
Indicateurs processus SALC							
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	107	104	105	109	0,2%	1,4%	4,6%
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	102	101	104	102	0,0%	0,1%	-1,5%
Indicateurs processus Distribution							
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	352	420	421	414	1,8%	-0,4%	-1,6%
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	145	174	179	185	2,8%	1,6%	3,7%

Compte tenu du fait que les coûts des réseaux autonomes sont relativement stables, ils affectent peu l'évolution des indicateurs d'efficacité reconnus par la Régie.

Le Distributeur rappelle que les coûts des réseaux autonomes sont inclus dans le calcul des indicateurs d'efficacité depuis le dossier R-3644-2007¹ et que la Régie a approuvé cette démarche dans sa décision D-2008-024.

Le Distributeur maintient que les indicateurs d'efficacité incluant les réseaux autonomes donnent une meilleure image de l'ensemble de ses activités et de leur évolution.

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

¹ Voir la pièce HQD-3, document 1, page 7.

Préambule :

La référence (i) mentionne : *Les graphiques 1 et 2 présentent les résultats de coûts qui résument 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.

Réponse :

De façon générale, le balisage ne traite que des coûts en lien direct avec les activités opérationnelles (*Operation & Maintenance*), les activités dites de soutien (*Administration & General*) n'étant pas incluses dans le balisage. Les charges d'exploitation nettes (CEN) par abonnement présentées dans le tableau 1 de la pièce HQD-7, document 2, incluent tant les coûts des activités opérationnelles que ceux des activités de soutien.

Par exemple, la charge de retraite, les frais relatifs aux unités de soutien du Distributeur (notamment le bureau du contrôleur et l'unité Affaires réglementaires), les coûts des réseaux autonomes, la facturation interne des unités associées aux ressources humaines, dont le service de la paie, ainsi que les affaires corporatives ne sont pas pris en compte pour le balisage. Cependant, tous ces coûts entrent dans le calcul des indicateurs de coût total et de CEN par abonnement présentés dans le tableau 1 de la pièce HQD-7, document 2.

Par ailleurs, le découpage des activités explique également les différences observées. En effet, contrairement aux indicateurs du Distributeur qui tiennent compte de l'activité de relève de compteurs comme faisant partie des activités de réseau de distribution, dans le

cadre des exercices de balisage, ces activités sont traitées avec les activités de services à la clientèle.

Pour le coût total par abonnement, en plus des différences mentionnées ci-dessus, il faut noter l'inclusion des amortissements, des frais corporatifs et des frais financiers, rubriques qui ne sont pas prises en compte dans le balisage. Par contre, dans le balisage, c'est la valeur des immobilisations mises en service qui est prise en compte.

En bref, le balisage traite principalement des coûts directement reliés aux activités opérationnelles alors que les indicateurs privilégiés par le Distributeur, présentés dans le tableau 1 de la pièce HQD-7, document 2, portent sur l'ensemble de ses coûts.

Cette façon de faire est dictée par la nécessité de rendre comparables les données utilisées à des fins de balisage. Toutes les entreprises participantes aux exercices de balisage se conforment à ces règles, ce qui permet d'éliminer les sources potentielles d'écarts qui découleraient davantage d'une différence entre les pratiques comptables que d'une performance réelle dans les activités opérationnelles.

12.2 Veuillez expliquer également les valeurs différentes pour les CEN par abonnement.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1.

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 Menihék, les ouvrages civils et les lignes et poste de Menihék.

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.

**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) 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 | 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 Menihék.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 13.2** Si oui, veuillez indiquer si un programme de réalisation a été défini et préciser le calendrier de réalisation des travaux.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 13.3** Veuillez préciser si des travaux de réfection ont déjà été réalisés à la centrale de Menihék, aux ouvrages civils et aux lignes et poste de Menihék et, s'il y a lieu, veuillez décrire la nature de ces travaux.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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.

Réponse :

En cas de panne majeure, le Distributeur a clairement indiqué que le retour d'une alimentation électrique de la communauté pourrait prendre plusieurs jours.

L'alimentation en eau potable constitue évidemment un besoin essentiel de toute communauté, tant pour les besoins alimentaires et hygiéniques que pour la protection contre les incendies. En outre, le gel des conduites pourrait entraîner leur bris avec des conséquences importantes, vu les délais nécessaires à leur réparation.

En outre, comme le Distributeur l'a déjà expliqué, le chauffage de l'eau et des espaces est très majoritairement électrique à Schefferville.

Voir également la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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.

Réponse :

Le Distributeur a déjà donné cette information à l'intervenant. Voir le dossier R-3776-2011, à la pièce HQD-14, document 8, page 27.

- 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.

Réponse :

Oui, le Distributeur a déjà connu de tels problèmes par temps froid.

Voir également la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD13, document 1.

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 Menihék 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 Menihék 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.

Réponse :

Les projets de plus de 10 M\$ sont identifiés dans le texte suivant le tableau A-1 aux pages 24 et 25 de la pièce HQD-8, document 5, annexe.

Voir également la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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*.

Réponse :

Le Distributeur juge qu'une centrale de réserve est essentielle afin d'assurer une alimentation électrique fiable et au moindre coût dans cette région.

Voir également la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

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.

Réponse :

Le montant d'amortissement pour l'année 2011, indiqué au préambule relativement à la référence ii, est incorrect. En effet, il faut se référer à la page 94 du Rapport annuel 2011 ou à la pièce HQD-8, document 2, page 4 pour trouver l'amortissement de 2011.

En outre, il faut noter que l'amortissement indiqué au Rapport annuel 2011 comprend l'amortissement des programmes d'efficacité énergétique, alors que ce dernier est exclu du calcul des impacts des investissements à la pièce HQD-8, document 6. Ainsi, l'amortissement pour 2011 présenté au Rapport annuel 2011 s'élève à 751 M\$. Lorsque le montant de 104 M\$ lié à l'amortissement des programmes d'efficacité énergétique est retiré, l'amortissement pour l'année 2011 compte pour 647 M\$.

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

Réponse :

Les retraits d'actifs réels par rapport à ceux prévisionnels, le niveau des investissements prévus, les dates de mises en services anticipées ainsi que la révision des durées d'utilité expliquent les différences entre les prévisions de la charge d'amortissement pour 2013 établies en 2010, 2011 et 2012.

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.

Réponse :

Les durées d'utilité ne sont pas identiques pour tous les actifs sur lesquels est calculée la charge d'amortissement. À chaque année des actifs arrivent à la fin de leur durée d'utilité et, par conséquent, deviennent complètement amortis contribuant ainsi à diminuer la dépense d'amortissement.

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.

Réponse :

L'impact de l'amortissement (naturel et accéléré) et des radiations des appareils en service est intégré au calcul de l'impact net sur les revenus requis présenté à la page 8 de la pièce HQD-8, document 6.

- 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.

Réponse :

L'impact sur les revenus requis pour la période 2012-2016 présenté à la pièce de la référence i) correspond à celui présenté à la pièce de la référence iii). Pour sa part, l'impact sur les revenus requis, présenté au présent dossier (référence ii), tient compte du report du début du déploiement massif du projet.

**TABLEAU R-21.1
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DES INVESTISSEMENTS DU PROJET LAD**

en M\$	Revenus requis (différentiel)				
	2012	2013	2014	2015	2016
R-3776-2011, HQD-8, Document 6, page 8	51,8	95,8	85,7	57,4	28,5
R-3770-2011, HQD-3, Document 2, Page 28	51,8	95,8	85,7	57,4	28,5
R-3814-2012, HQD-8, Document 6, page 8		73,2	90,8	79,2	60,1

- 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.*

Réponse :

Le tableau suivant présente les ventes normalisées transitant par le réseau de distribution pour la période 2012 à 2017.

**TABLEAU R-22.1
VENTES NORMALISÉES QUI TRANSITENT PAR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION
(GWH)**

2012	2013	2014	2015	2016	2017
116 002	116 263	116 966	117 382	118 019	118 604

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.

Réponse :

Le coût de la fourniture et du transport correspond aux montants autorisés à la décision D-2012-024. Le revenu total projeté est celui de la prévision réalisée en mai 2012.

22.3 À titre d'exemple, veuillez présenter le calcul des revenus additionnels générés pour les années 2013 et 2014.

Réponse :

Les informations pour calculer les revenus additionnels générés pour 2013 et 2014 sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU R-22.3

	2012	2013	2014
Ventes d'électricité au Québec (GWh)	169 863		
Ventes qui transitent sur le réseau de distribution (M\$)	8 384,4		
Ventes qui transitent sur le réseau de distribution (GWh)	116 002	116 263	116 966
Coût de la fourniture (M\$)	5 109,2		
Coût du transport - charge locale (M\$)	2 641,3		
Croissance cumulées des ventes (M\$)		3,9	22,4
note : Le coût de la fourniture et du transport doit être pondéré par le total des ventes sur les ventes qui transitent par le réseau de distribution.			

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.

Réponse :

Cette diminution s'explique principalement par une baisse de la croissance prévue des ventes entre les dossiers R-3776-2011 et R-3814-2012.

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 53e 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 1er 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.

Réponse :

Non. Le coût d'utilisation d'un groupe électrogène mentionné à la référence (i) représente le coût associé au fonctionnement, à l'entretien et à l'exploitation d'un groupe électrogène de 500 kW alors que les coûts évités en énergie mentionnés à la référence (ii) représentent le coût évité de combustible (incluant son transport) et les coûts évités en exploitation et entretien de la centrale du Distributeur sur la période de planification.

24.2 Si oui, veuillez expliquer et justifier la différence entre les valeurs de la référence (i) et les valeurs de la référence (ii).

Réponse :

Sans objet.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur a discuté avec les clients potentiels des modalités et des conditions tarifaires nécessaires à la participation de ces derniers à des options d'électricité interruptible. L'actuelle proposition du Distributeur est basée sur le résultat de ces échanges.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.4.

Par ailleurs, les coûts évités en puissance sont une référence qui permet au Distributeur d'évaluer l'opportunité d'offrir différents outils de gestion de la demande.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur a procédé à la même démarche qu'aux Îles-de-la-Madeleine. Voir la réponse à la question 24.4.

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.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
 du RNCREQ**

			Revenus		Hausse	Proportion	Proportion	
			GWh	avant hausse				après hausse
	abonnements	ventes	M\$	M\$	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.

Réponse :

Les tarifs de la catégorie Contrats spéciaux sont établis par contrat et font l'objet d'un décret du gouvernement. De plus, conformément à la Loi sur la Régie de l'énergie (article 52.2), l'écart entre les revenus générés et les coûts attribuables aux contrats spéciaux n'affecte pas les autres catégories de consommateurs (voir également la pièce HQD-5, document 2, page 6 pour le détail de l'ajustement des contrats spéciaux).

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

Réponse :

La proportion de la hausse des revenus plus faible que la proportion des ventes de la catégorie Grande puissance s'explique par le fait que les revenus additionnels (en M\$) par catégories comportent un effet-volume (représenté par la dernière colonne du tableau en préambule) mais également un effet-prix (prix unitaire de la catégorie Grande puissance inférieur au reste de la clientèle).

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 1er 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 2e tranche d'énergie que sur le prix de la 1re 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 1er 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.

Réponse :

La hausse proposée de 2,9 % appliquée en totalité sur le prix de la 2^e tranche d'énergie porterait ce prix à 7,97 ¢/kWh, ce qui représenterait une hausse de 6,1 %.

Une telle stratégie ne permettrait pas d'améliorer le signal de prix pour plus de la moitié de la consommation au tarif D et impliquerait un gel de la facture d'électricité pour tous les clients qui ne consomment qu'en première tranche du tarif D. Elle générerait aussi une plus grande dispersion des impacts tarifaires que la stratégie proposée par le Distributeur et un impact tarifaire plus important pour les plus grands consommateurs (voir la pièce HQD-12, document 3, section 5 du dossier R-3644-2007).

PGÉE

- 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).

Réponse :

Le Distributeur est en désaccord avec l'affirmation faite au troisième paragraphe du préambule. Selon la référence (iii) et le paragraphe [286] de la décision D-2009-046, le taux d'actualisation pour le TCTR et le TP du *Bureau de l'efficacité et innovations énergétiques* (anciennement AEE) est identique, soit 8 %.

Voir également la réponse à la question 61.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

- 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%.

Réponse :

À la section 6.2.1 de la pièce HQD-8, document 8, le Distributeur présente une analyse de sensibilité combinant les effets défavorables et favorables des variables les plus déterminantes sur le résultat des tests économiques. Même en retenant la pire combinaison, le TCTR et le TP demeurent positifs.

Une réduction du taux d'actualisation, toutes autres choses étant égales, conduirait à une légère amélioration des trois tests de la référence (ii).

- 28,3** Veuillez préciser le taux d'actualisation qui a été utilisé pour le calcul du TP.

Réponse :

Le taux utilisé pour le test du participant est le même que celui du Distributeur.

- 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.

Réponse :

Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul du TP n'a pas pour but de justifier la décision d'un participant ou d'évaluer les critères décisionnels le conduisant à opter pour des mesures d'efficacité énergétique. Le TP vise à « démontre[r] à la Régie que la clientèle du Distributeur peut être intéressée à participer au PGEE² ». Le taux pour le participant devrait être plus élevé pour ne pas rencontrer ce critère.

- 28.5** Si le taux pour le calcul du TP est différent, veuillez justifier la valeur du taux utilisé.

² Décision D-2003-110, page 35.

Réponse :

Sans objet.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

29.2 Si vous ne confirmez pas, veuillez préciser les dépenses qui ont été prises en considération.

Réponse :

Sans objet.

29.3 Veuillez indiquer la quantité d'énergie que l'ensemble des mesures ont permis d'économiser en 2013.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19-a de SÉ/AQLPA à la pièce HQD-13, document 12, le tableau A-3 à la pièce HQD-8, document 8, annexe A, de même que la section 3 de la pièce HQD-2, document 2.