

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



1. **Référence :** (i) HQD-13, document 1, page 5  
(ii) HQD-7, document 2, page 7

**Préambule :**

*(i) Le Distributeur poursuit les mêmes objectifs qu'en réseau intégré, soit d'assurer l'approvisionnement des clients au moindre coût, tout en offrant un service de qualité. Le passage suivant de la décision D-2011-095 illustre éloquemment que la Régie partage les préoccupations du Distributeur à cet égard :*

*La Régie est consciente que les communautés des villages nordiques du Québec ont droit à un service de qualité, notamment en termes de fiabilité et sécurité des réseaux autonomes.*

La référence (ii) fournit l'indice de continuité – Distribution

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez fournir l'indice de continuité pour chacun des réseaux autonomes.

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente le IC 2010 en minutes, pour les pannes et les interventions planifiées de plus de 5 minutes, pour chaque réseau autonome.**

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

	IC en minutes 2010
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>	
Cap-aux-Meules	578
L'Île-d'Entrée	S/0
<b>Nunavik</b>	
Akulivik	965
Aupaluk	336
Inukjuak	404
Ivujivik	74
Kangiqsujuaq	1742
Kangiqsualujjuaq	203
Kangirsuk	273
Kuujjuaq	150
Kuujjuarapik	565
Puvirnituk	727
Quaqtaq	154
Salluit	142
Tasiujaq	250
Umiujaq	62
<b>Basse Côte-Nord</b>	
Lac-Robertson	1146
La Romaine	49
<b>Anticosti</b>	
Port-Menier	20
<b>Schefferville</b>	
Schefferville	1663
<b>Haute-Mauricie</b>	
Clova	0
Opitciwan	297

2. **Références :** (i) HQD-13, document 1, page 8  
(ii) R3748- HQD-2, document 2, Annexe 5, page 36

**Préambule :**

À la référence, on retrouve le tableau 1 : **ÉVOLUTION DE LA CLIENTÈLE, DES BESOINS ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION - ENSEMBLE DES RÉSEAUX AUTONOMES – PÉRIODE 2005-2010.**

Selon la note 3, la diminution des ventes en 2009 pourrait s'expliquer par le raccordement du réseau de Wemotaci en septembre.2008. Cependant on remarque une diminution importante des ventes en 2010 par rapport à 2009.

Le tableau présente la différence entre la production et les ventes. Cette différence comprend *Usage interne, pertes et services auxiliaires.*

**Demandes :**

- 2.1 Veuillez confirmer que la diminution des ventes en 2009 s'explique par le raccordement du réseau de Wemotaci. Sinon, veuillez expliquer cette diminution.

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que le raccordement du réseau de Wemotaci explique la majeure partie de la diminution des ventes observée entre 2008 et 2009. Tel que mentionné à la pièce HQD-2, document 2, tableau 5.2, page 31 du dossier R-3748-2010, les ventes du réseau autonome de Wemotaci se sont chiffrées à 3,9 GWh en 2008 et à 0 GWh en 2009. Sur la diminution de 5,4 GWh des ventes totales entre 2008 et 2009, 3,9 GWh sont donc attribuables au raccordement de Wemotaci.**

**Le 1,5 GWh restant peut s'expliquer par l'estimation des ventes de fin d'année, la production excluant Wemotaci (4,2 GWh) de 2009 (404,1 GWh) étant supérieure à celle de 2008 (396,6 GWh).**

- 2.2 Veuillez préciser si la diminution des ventes de l'année 2010 est généralisée à l'ensemble des réseaux autonomes ou si elle est concentrée à un réseau en particulier.

**Réponse :**

**Voir la réponse à l'engagement numéro 1 à la pièce HQD-13, Document 2. Par ailleurs, le Distributeur note que les autres réseaux où un plus**

**grand nombre de clients utilisent le chauffage électrique ont aussi connu une baisse de leurs ventes entre 2009 et 2010.**

**2.3** Veuillez expliquer la diminution des ventes (et de la production) en 2010.

**Réponse :**

**Voir la réponse à l'engagement numéro 1 à la pièce HQD-13, document 2.**

**2.4** Veuillez présenter le détail des pertes pour l'année 2010 selon le même format que celui de la référence (ii)

**Réponse :**

**Tableau R-2.4**  
**USAGE INTERNE, PERTES ET SERVICES AUXILIAIRES PAR RÉSEAUX**  
**EN 2010**

	Production (en GWh)	Services auxiliaires, pertes et usage interne (en GWh)	Ventes (en GWh)	Services auxiliaires (en GWh)	Usage interne (en GWh)	Pertes (en GWh)	Taux de pertes <sup>3</sup>
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules <sup>2</sup>	177,9	19,7	158,3	12,59	0,32	6,74	4,2%
Île-d'Entrée <sup>1</sup>	1,0	0,2	0,8	n/d	0,02	0,17	21,3%
Sous-total	178,9	19,8	159,1	12,59	0,34	6,91	4,3%
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	3,1	0,4	2,6	0,17	0,11	0,14	5,2%
Aupaluk	1,3	0,1	1,2	0,06	0,18	-0,13	-9,7%
Inukjuak	8,3	0,6	7,8	0,25	0,04	0,28	3,6%
Ivujivik	1,8	0,1	1,6	0,13	0,04	-0,03	-1,9%
Kangiqualujuaq	4,1	0,3	3,8	0,16	0,01	0,15	4,0%
Kangisujuaq	3,9	0,4	3,5	0,15	0,02	0,26	7,5%
Kangirsuk	3,4	0,2	3,2	0,11	0,02	0,05	1,7%
Kuujuaq	17,5	1,8	15,7	0,30	0,06	1,44	9,2%
Kuujuarapik	10,4	1,2	9,2	0,38	0,04	0,82	8,9%
Puvimittuq	9,2	0,9	8,3	0,33	0,09	0,52	6,2%
Quaqtaq	2,3	0,1	2,2	0,11	0,05	-0,01	-0,4%
Salluit	6,6	0,8	5,7	0,29	0,09	0,46	7,9%
Tasiujaq	2,4	0,1	2,2	0,08	0,04	0,01	0,3%
Umiujaq	2,4	0,2	2,3	0,15	0,08	-0,04	-1,9%
Sous-total :	76,8	7,5	69,3	2,67	0,88	3,92	5,6%
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson <sup>2</sup>	67,9	10,7	57,2	1,65	1,75	7,26	12,3%
La Romaine	12,2	0,7	11,5	0,37	0,02	0,29	2,5%
Sous-total :	80,1	11,4	68,8	2,03	1,78	7,55	10,7%
<b>Anticosti</b>	4,2	0,4	3,8	0,24	0,01	0,15	4,0%
<b>Schefferville<sup>2,4</sup></b>	37,7	8,4	29,3	1,46	0,00	6,97	23,8%
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	0,8	0,1	0,7	0,02	0,00	0,08	12,2%
Opitciwan	12,0	0,6	11,4	0,33	0,02	0,26	2,3%
Sous-total :	12,8	0,7	12,1	0,35	0,02	0,34	2,8%
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>390,6</b>	<b>48,2</b>	<b>342,4</b>	<b>19,34</b>	<b>3,02</b>	<b>25,85</b>	<b>7,5%</b>

<sup>1</sup> Les résultats de services auxiliaires ne sont pas disponibles pour ce réseau en raison d'un problème de mesurage. Ainsi, le taux de pertes inclut les services auxiliaires.

<sup>2</sup> Pertes de transport et de distribution.

<sup>3</sup> Taux de pertes calculés sur la somme des ventes et de l'usage interne.

<sup>4</sup> L'usage interne n'est pas mesuré pour ce réseau. Ainsi, le taux de pertes inclut l'usage interne.

**2.5** Veuillez fournir un nouveau tableau en ajoutant les valeurs prévues pour les années 2011 et 2012.

**Réponse :**  
**Ces informations ne sont pas disponibles.**

**3. Référence :** (i) HQD-13, document 1, pages 10 et 11

(ii) R-3708-2009, NS du 8 décembre 2009, page 167

**Préambule :**

La référence (i) présente le tableau 2 : ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES 2005-2010. La note 16 spécifie : *Les données du tableau 2 ne tiennent pas compte du rendement sur la base de tarification. Certaines charges ne sont également pas incluses, telles que les charges des unités de support spécifiques aux réseaux autonomes, l'amortissement des actifs incorporels et des comptes de frais reportés. Ainsi, la perte d'exploitation qui apparaît au tableau 2 diffère de la perte réglementaire.*

*(ii) L'intérêt se rapporte sur la valeur nette résiduelle des actifs. Donc, si une centrale est, si une centrale reste à un niveau d'amortissement très peu élevé, donc vous allez avoir moins d'intérêts; si le niveau d'amortissement résiduel est très élevé, vous allez en avoir plus. Pareil comme une maison*

**Demandes :**

**3.1** Veuillez fournir séparément les valeurs pour l'Amortissement et pour les intérêts.

**Réponse :**

**Tableau R-3.1 Détail de la ligne « Amortissements et intérêts » du  
tableau 2 de HQD-13, document 1**

(en 000 \$)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amortissements	35 280	28 029	17 940	17 449	17 341	22 577
Intérêts	22 579	19 270	21 200	21 257	22 244	21 545
Total	57 859	47 299	39 140	38 706	39 585	44 122



- 3.2 Veuillez expliquer l'information de la note 16 indiquant que les données du tableau 2 ne tiennent pas compte du rendement sur la base de tarification, alors que ces données incluent les intérêts.

**Réponse :**

**Il importe de préciser que le tableau 2 est un outil qui permet au Distributeur de suivre les coûts d'exploitation des réseaux autonomes en mode réel, pour des fins internes. Dans la pièce HQD-13, document 1, ce tableau vise à détailler les coûts en réseaux autonomes par grandes rubriques, à montrer leur évolution au cours des cinq dernières années et finalement à faire ressortir les rubriques sur lesquelles le Distributeur peut exercer un contrôle.**

**Les données du tableau 2 reposent sur des règles comptables statutaires qui diffèrent des règles comptables réglementaires. Les différences sont énumérées à la note 16. Les données du tableau 2 ne tiennent pas compte du rendement sur la base de tarification mais incluent des intérêts calculés selon les règles comptables statutaires.**

**Voir également la réponse à la question 4.2.**

- 3.3 Veuillez indiquer si le montant des intérêts présenté au tableau 2 est calculé en utilisant le même taux que celui utilisé pour le calcul du rendement sur la base de tarification apparaissant dans les dossiers tarifaires.

**Réponse :**

**Le tableau 2 inclut des intérêts qui ne sont pas calculés de la même façon que le rendement sur la base de tarification.**

- 3.4 Veuillez fournir un nouveau tableau en ajoutant les valeurs prévues pour les années 2011 et 2012.

**Réponse :**

**Les données fournies au tableau 2 ne font pas l'objet de prévisions.**

4. **Référence :** HQD-13, document 1, page 11

**Préambule :**

La référence présente le tableau 2 : ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES 2005-2010, ainsi que la note 16.

Le tableau A ci-dessous présente les informations globales concernant les réseaux autonomes telles qu'elles apparaissent aux dossiers tarifaires des références mentionnées.

R-3610-2006, HQD-6, document 2, page 4  
 R-3644-2007, HQD-6, document 2, page 4  
 R-3677-2008, HQD-6, document 2, page 3  
 R-3708-2009, HQD-9, document 1, page 4  
 R-3740-2010, HQD-9, document 1, page 5  
 R-3776-2011, HQD-1, document 4, page 4

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Réseaux relié</b>						
ventes (GWh)	168877	166734	172630	169974	164768	167201
revenus ventes M\$	9143,6	9441,3	10145,8	10294,4	10121,9	10207,5
revenu requis M\$	9212,2	9676	10074,7	10366,7	10118,7	10179,8
surplus (déficit)	-68,6	-234,7	71,1	-72,3	3,2	27,7
<b>Réseaux autonomes</b>						
ventes (GWh)	299	295	326	345	356	367
revenus ventes M\$	22,1	22,5	25,7	27,3	28,1	29,7
revenu requis M\$	176,7	182,7	188,4	195,2	206,7	209,4
surplus (déficit)	-154,6	-160,2	-162,7	-167,9	-178,6	-179,7
<b>TOTAL</b>						
ventes (GWh)	169176	167029	172956	170319	165124	167568
revenus ventes M\$	9165,7	9463,8	10171,5	10321,7	10150	10237,2
revenu requis M\$	9388,9	9858,7	10263,1	10561,9	10325,4	10389,2
surplus (déficit)	-223,2	-394,9	-91,6	-240,2	-175,4	-152

Le tableau B présente, pour chacune des années, la différence entre les revenus requis apparaissant aux dossiers tarifaires et la rubrique *Coûts* du tableau de la référence.

Tableau B (M\$)

40,974	46,727	50,135	44,156	36,998	53,34
--------	--------	--------	--------	--------	-------

La note 16 précise les divers éléments qui expliquent la différence entre la perte d'exploitation et la perte réglementaire.

**Demandes :**

- 4.1 Pour chacune des années, veuillez expliquer la différence entre les valeurs des revenus ventes pour les réseaux autonomes (tableau A), et les valeurs des Revenus de la référence.

**Réponse :**

Le tableau R-4.1 explique les écarts observés entre les revenus des ventes des réseaux autonomes, tels que reflétés dans les rapports annuels du Distributeur, et les revenus des ventes du tableau 2 de la pièce HQD-13, document 1.

Tableau R-4,1  
Revenus des ventes des Réseaux autonomes (années historiques)

Revenus (M\$)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Rapport annuel HQD HQD-13, document 1, tableau 2	22,1	22,5	25,7	27,3	28,1	27,7
	23,7	24,4	27,7	30,2	30,2	30,1
<b>Écarts</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(2,0)</b>	<b>(2,9)</b>	<b>(2,1)</b>	<b>(2,4)</b>
<b>Explication des écarts</b>						
Ventes - Lac Roberston <sup>1</sup>	(1,3)	(1,4)	(1,6)	(2,3)	(1,7)	(2,1)
Autres revenus Divers <sup>1</sup>	(0,3)	(0,4)	(0,4)	(0,6)	(0,4)	(0,3)

<sup>1</sup>Éléments inclus dans la pièce HQD9, document 1 dans les revenus autres que ventes d'électricité.

- 4.2** Veuillez indiquer si les éléments mentionnés à la note 16 expliquent également la différence entre les revenus requis apparaissant aux dossiers tarifaires et les *Coûts* apparaissant au tableau 2. Si oui, veuillez fournir les valeurs de ces éléments.

**Réponse :**

Tel que mentionné en réponse à la question 3.2, les données du tableau 2 sont produites pour des fins internes et non de comptabilité règlementaire. Les écarts entre ces deux visions s'expliquent effectivement par les éléments mentionnés dans la note 16 de la pièce HQD-13, document 1. Le Distributeur fournit dans le tableau suivant l'explication de ces écarts pour l'année 2009, dernière année pour laquelle le revenu requis des réseaux autonomes a été présentée dans le dossier tarifaire R-3740-2010 à la pièce HQD-9, document 1 et les coûts directement liés à l'exploitation (tableau 2 de la pièce HQD-13, document1). L'objectif n'est pas d'harmoniser le dossier règlementaire avec les données statutaires de gestion interne sur l'ensemble de la période 2005 à 2010 mais plutôt d'illustrer d'où proviennent principalement ces écarts .

Tableau R-4.2  
Explication de l'écart entre les Revenus requis du dossier R-3740-2010, HQD-9, document 1  
et les Coûts du tableau 2

( en 000 \$ )	<b>2009</b>
Revenus requis R-3740-2010, HQD-9, document 1	206,7
Coûts HQD-13, document 1, tableau 2	169,7
<b>Écart</b>	<b>37</b>
<b>Explication de l'écart</b>	
Intérêts vs Rendement sur la base de tarification	17
Unités support et facturation interne	18
Amortissement et autres	2
	<b>37</b>

- 4.3** Veuillez fournir pour l'année 2010 un tableau semblable à celui qui a été fourni sous pli confidentiel à HQD-13, document 8 du dossier R-3740-2010 en réponse à la demande 1.1, en y ajoutant les revenus des ventes et la quantité de combustible pour la production d'énergie. Veuillez fournir également les valeurs prévues pour les années 2011 et 2012.

**Réponse :**

**La réponse est déposée sous pli confidentiel pour l'année 2010.**

**Les données fournies ne font pas l'objet de prévisions.**

- 5. Référence :** (i) HQD-13, document 1, page 11  
(ii) HQD-13, document 1, page 8

**Préambule :**

La référence (i) présente le tableau 2 : ÉVOLUTION DU COÛT DIRECTEMENT LIÉ À L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX AUTONOMES 2005-2010, notamment le coût unitaire de chaque composante du coût total.

La référence (ii) présente le tableau 1 : ÉVOLUTION DE LA CLIENTÈLE, DES BESOINS ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION - ENSEMBLE DES RÉSEAUX AUTONOMES – PÉRIODE 2005-2010, notamment la valeur des ventes et la valeur de la production.

Au tableau de la référence (ii), on peut remarquer une diminution importante des ventes en 2010 par rapport aux ventes de 2009. À la référence (ii), on peut constater que les revenus de l'année 2010 sont pratiquement les mêmes que ceux de l'année 2009.

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez préciser quelles valeurs de ventes ou de production de la référence (ii) ont été utilisées pour le calcul des coûts unitaires de la référence (i).

**Réponse :**

**Ce sont les valeurs des ventes qui ont été utilisées pour le calcul des coûts unitaires de la référence (i).**

- 5.2 Veuillez expliquer que les revenus des ventes de l'année 2010 sont pratiquement les mêmes que ceux de l'année 2009.

**Réponse :**

**Tel que précisé à la note 1 du tableau 1 de la pièce HQD-13, document 1, les ventes d'énergie sont celles publiées et ne prennent pas en compte la normalisation pour les conditions climatiques. À cet égard, la prudence est de mise quant à l'interprétation des variations annuelles des ventes.**

**De plus, le Distributeur souligne que la relation entre les ventes en GWh et les revenus en \$ n'est pas parfaitement linéaire. Malgré une légère baisse du niveau des ventes (GWh), plusieurs facteurs, parmi lesquels figurent entre autres l'évolution des ventes d'énergie par types de clientèle et l'évolution du profil des ventes, peuvent expliquer la stabilité des revenus entre l'année 2009 et 2010. La stabilité des revenus résulte donc de ces facteurs.**

6. **Référence :** HQD-13 document 1, pages 14 et 15

**Préambule :**

*Au fil des années, le Distributeur a mis en place des mesures concrètes pour réduire les coûts de fonctionnement des réseaux autonomes :*

- Révision du critère de puissance garantie au Nunavik, ce qui permet de retarder les augmentations de puissance installée dans les centrales.*
- Révision à la hausse de la durée de vie utile des moteurs, ce qui permet de retarder les investissements liés à leur réfection ou à leur remplacement. Ainsi, à titre d'exemple, le Distributeur estime que les moteurs diesel de la centrale des Îles-de-la-Madeleine verront leur vie utile prolongée à environ 30 ans.*

- Révision des critères de maintenance.
- Réduction de la consommation des services auxiliaires.
- Optimisation des déplacements du personnel du Distributeur.
- Optimisation des livraisons de carburant.
- Optimisation et réduction des stocks au Nunavik.
- Optimisation du transport de matériel pour favoriser le transport maritime plutôt qu'aérien.
- Récupération de la chaleur excédentaire des centrales diesel pour les besoins des bâtiments du Distributeur.
- Discussions avec des clients potentiels pour la valorisation de la chaleur excédentaire des centrales diesel.

À la séance technique, le Distributeur a mentionné que la durée de vie utile des moteurs a été prolongée de 70 000 heures à 110 000 heures.

**Demandes :**

- 6.1** Pour chacune des mesures, veuillez indiquer depuis quand elle a été instaurée et préciser les résultats attendus en terme de réduction de coûts.

**Réponse :**

- **Révision du critère de puissance garantie au Nunavik**

Cette mesure a permis de retarder plusieurs projets d'augmentation de puissance au Nunavik. Elle a donc permis de diminuer les amortissements et les intérêts. Cette mesure est en place depuis 2005. L'avantage économique n'a pas été évalué.

- **Augmentation de la durée de vie des groupes moteurs**

Cette mesure a permis de retarder le remplacement de groupes électrogènes de plusieurs années en ajoutant une réfection majeure additionnelle. La durée de vie des moteurs tournant à 1 200 tours/min est passée de 72 000 heures à 112 000 heures. Par exemple, si un groupe fonctionne environ 6 000 heures par année, c'est au moins un report de 4 ans.

Cette mesure est en place depuis 2005. L'avantage économique n'a pas été évalué.

- **Révision des critères de maintenance**

1. Espacement dans le temps des intervalles de maintenance, dont la réfection des groupes de Boréal série 35 tournant à 1200 tours/min de 24 000 heures à 28 000 heures, depuis 2005, pour une économie récurrente de l'ordre de 225 k\$ annuellement.
2. Espacement dans le temps des intervalles de maintenance, dont la réfection des groupes pour les Îles de la Madeleine de

12 000 heures à 14 000 heures à partir de 2005 pour une économie récurrente de l'ordre de 350 k\$ annuellement.

- **Réduction de la consommation des services auxiliaires :**

- 1- Installation de chauffe-moteurs au glycol au lieu du modèle électrique, dans les centrales de Kuujjuaq en 2010 et d'Aupaluk en 2008, avec un économie d'énergie de l'ordre de 30 % pour cette dernière.
- 2- Installation de système de chauffage au glycol dans les centrales pour récupérer la chaleur excédentaire des radiateurs, au lieu d'un système électrique. Les centrales suivantes ont ce système ; Kuujjuaq depuis 2010, Inukjuaq, Puvirnituk, Aupaluk depuis 2002, Kuujjuarapik depuis 2001, Port-Menier depuis 1992, Tasiujaq depuis 1981.
- 3- Les moteurs électriques des systèmes de refroidissement des groupes ont été changés à 80 % pour des moteurs avec des plages de vitesse permettant de diminuer la consommation électrique. Lors des remplacements des systèmes de refroidissement, les moteurs électriques à différentes plages de vitesse sont installés.
- 4- Dans les centrales du Nunavik, utilisation d'ampoules efficaces pour remplacer celles qui sont grillées.
- 5- Pour les Îles-de-la-Madeleine, un programme d'amélioration de l'efficacité des équipements, en 2005, a permis une économie de 1,6 GWh par année.

Les principaux avantages de ces mesures sont : plus d'énergie disponible pour la vente, économie de carburant et report des augmentations de puissances dans certains cas.

- **Optimisation des déplacements du personnel du Distributeur**

- 1- Utilisation de l'avion d'Hydro-Québec lorsqu'il est disponible . Celui-ci a été modifié en 2006 pour mettre plus de bagages et permettre l'envoi de matériel dans les villages du Nunavik.
- 2- Utilisation minimale des vols nolisés.
- 3- Lors de l'utilisation des vols nolisés, il y a maximisation de l'utilisation avec les autres unités et optimisation de la capacité de chargement.
- 4- Pour chaque déplacement, le Distributeur fait une comparaison des coûts pour s'assurer d'utiliser le meilleur moyen de transport au moindre coût.

- **Optimisation des livraisons de carburant aux Îles-de-la-Madeleine**

Le dragage du port de Cap-aux-Meules est nécessaire pour cette optimisation et dépend de Transports Canada. Le dragage du port a eu lieu en 2007 et cela a permis en 2008 de recevoir tout le carburant en cinq livraisons au lieu des six ou sept habituelles. Il y a donc eu une économie de 225 000 \$ pour cette année (2007). Par contre en 2009 et 2010, le chenal s'est à nouveau rempli suite à une tempête et il a fallu six livraisons de carburant au lieu de cinq. Le dragage est présentement en cours en 2011. Cela permet donc de prévoir cinq livraisons en 2012.

- **Optimisation et réduction du stock au Nunavik**
  1. En 2009, le Distributeur a procédé à l'ajustement des stocks de matériel de distribution dans le Nunavik et sur la Basse Côte-Nord. L'économie non récurrente est de l'ordre de 10 % des stocks soit environ 120 000 \$.
  2. Pour chacune des disciplines (automatisme, électrique, mécanique et civil), une liste de stocks a été établie de façon optimale. Pour réduire les coûts, si une pièce est requise dans une autre centrale, il est alors possible de l'expédier directement du village voisin.
- **Optimisation du transport de matériel pour favoriser le transport maritime plutôt qu'aérien.**
  - 1- Collaboration avec une firme de logistique en 2009 pour optimiser les expéditions.
  - 2- Planification améliorée pour s'assurer que le matériel est disponible pour le départ du premier bateau en juin .
  - 3- Amélioration des conteneurs pour le remplissage du matériel.
  - 4- Les responsables de l'expédition s'assurent que les conteneurs sont pleins au maximum.
  - 5- Regroupement du matériel de maintenance et de projets de plusieurs unités pour chacun des villages.
  - 6- Le niveau des économies dépend de la quantité de matériel à expédier chaque année. Les économies pour 2010 sont de l'ordre de 35 000 \$.
- **Récupération de la chaleur excédentaire des centrales diesel pour les besoins des bâtiments du Distributeur.**
  - 1- Chauffage des maisons de transit de Kuujuaq en 2011
  - 2- Chauffage du garage de Puvirnituk en 2011
  - 3- À Tasiujaq, chauffage du bureau des préposés en 2005 et du garage en 2006



**4- Chauffage du bâtiment administratif aux Îles-de-la-Madeleine en 1991.**

**Ces mesures ont permis d'absorber en partie la hausse des coûts d'entretien des centrales vieillissantes ainsi que la croissance de la production dans plusieurs installations.**

- 6.2** Pour la mesure Révision de la durée de vie utile des moteurs, veuillez confirmer que le nombre d'heures de fonctionnement des moteurs est passé de 70 000 à 110 000 heures.

**Réponse :**

**La durée de vie des groupes tournant à 1 200 tours/min. est effectivement passée de 72 000 heures à environ 112 000 heures de fonctionnement.**

- 7. Référence :** HQD-13, document 1, page 15

**Préambule :**

*Sur la Basse-Côte-Nord, le raccordement de La Romaine a été autorisé en juin 2009 et les travaux ont débuté.*

*Lors du premier appel d'offres public, les prix soumis par les entrepreneurs se sont révélés très supérieurs aux estimations initiales. Devant cet état de fait, le Distributeur a suspendu le processus d'appels d'offres et les travaux de construction, le temps de réévaluer la situation et de trouver la solution qui permettra de réaliser les travaux de raccordement au meilleur coût.*

**Demandes :**

- 7.1** Veuillez préciser les prix soumis par les entrepreneurs vs les prix indiqués au dossier qui a été soumis à la Régie pour autorisation.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

- 7.2** Veuillez indiquer si les prix soumis remettent en cause la rentabilité du raccordement.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

7.3 Veuillez fournir les plus récentes informations concernant ce projet.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

8. **Référence :** (i) HQD-13, document 1, pages 16

**Préambule :**

*Le Distributeur effectuera l'implantation d'un JED à Akulivik dès que le déploiement aura été effectué dans le village de Kangiqsualujjuaq. Le Distributeur utilisera la même technologie tout en l'adaptant à la configuration de cette centrale.*

**Demandes :**

8.1 Veuillez préciser l'échéancier du déploiement d'un JED à Kangiqsualujjuaq.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

8.2 Veuillez justifier d'attendre le déploiement du JED à Kangiqsualujjuaq avant d'effectuer l'implantation d'un JED à Akulivik.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

9. **Référence :** HQD-13, document 1, page 17

**Préambule :**

*Le Distributeur met en oeuvre des moyens de réduction de la demande d'électricité suivant trois axes :*

- *une tarification qui décourage l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau et de l'espace, au nord du 53e parallèle ;*

- des programmes d'utilisation efficaces de l'énergie (PUEÉ) qui incitent les clients à utiliser le mazout comme source principale de chauffage de l'espace et de l'eau ; et
- des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la consommation qui visent une réduction de la consommation électrique des clients.

*Pour l'année 2011, le Distributeur estime que ces mesures permettent une réduction de plus du tiers de la production d'énergie et de près de 40 % de la demande en puissance.*

**9.1** Pour chacune des mesures, veuillez fournir la réduction estimée pour :

- Îles-de-la-Madeleine
- Basse-côte-nord
- Haut-Saint-Maurice
- Nunavik
- Schefferville

**Réponse :**

**Voir R-3748-2010, HQD-2, document 2, Annexe 7.**

**10. Référence :** HQD-13, document 1, page 27

**Préambule :**

*Dans l'éventualité où les résultats des deux projets pilotes de JED au Nunavik sont concluants, il poursuivra le déploiement de cette technologie dans toutes les communautés où ce sera économiquement justifié de le faire et sous réserve de l'acceptation par le milieu.*

**Demandes :**

**10.1** Veuillez préciser en quelle année le Distributeur prévoit avoir des résultats concluant pour ces deux projets.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

**10.2** Doit-on comprendre qu'aucun autre projet JED ne sera envisagé avant cette date.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

- 11. Référence :**
- (i) HQD-13, document 1, page 29
  - (ii) D-2011-028, page 147 et 148
  - (iii) HQD-8, document 5, page 11

**Préambule :**

- (i) *Il est impératif de mettre ces groupes à l'abri, dans une centrale thermique de réserve, afin qu'ils puissent remplir leur rôle essentiel.*
- (ii) [626] Enfin, la Régie prend note que, selon la preuve, il n'y a aucun besoin de puissance additionnelle avant l'hiver 2015-2016 et que les groupes électrogènes existants, tout comme le troisième groupe que le Distributeur prévoit installer, ne fonctionneraient qu'en cas d'urgence. Pour respecter ce critère, la Régie considère qu'il n'est pas nécessaire de procéder à la « permanentisation » au coût de 7,7 M\$.  
  
**[627] Pour tous ces motifs, la Régie juge prématurée la décision du Distributeur de procéder à court terme à l'investissement de 7,7 M\$ pour la « permanentisation » des groupes diesel existants à Schefferville et refuse l'inclusion de ce montant au budget de l'année 2011.**
- (iii) *En 2012, les besoins en équipements de production des réseaux non reliés sont estimés à 12,5 M\$, soit en hausse de 3,5 M\$ par rapport au budget autorisé en 2011. Cette hausse s'explique par le début en 2012 de la construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville.*

**Demandes :**

- 11.1** Veuillez définir ce que vous entendez par une *centrale thermique de réserve*.

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 12.1, 12.3 et 13.1 de la Régie (HQD-14, document 1.1), et 115.1 et 115.2 de la Régie (HQD-14, document 1.2).**

- 11.2** Veuillez préciser pourquoi *il est impératif de mettre ces groupes à l'abri*.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 11.1.**

**11.3** Un montant de 3,5 M\$ est prévu en 2012 pour le début de la construction de la centrale thermique de réserve, veuillez fournir le coût total prévu pour la construction de cette centrale.

**Réponse :**

**Le coût total prévu était de 7,7 M\$ à l'origine, pour une construction en 2011 et 2012.**

**Ce coût a été réévalué à 8,13 M\$, pour une construction en 2012-2013.**

**11.4** Veuillez préciser la différence entre la *permanetisation des groupes diesel* et une *centrale thermique de réserve*, du point de vue technique et du point de vue des coûts. .

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 11.1.**

**11.5** Veuillez concilier l'investissement de 3,5 M\$ pour le début de la construction d'une centrale thermique de réserve et la décision de la Régie de refuser l'inclusion d'un montant de 7,7 M\$ pour la permanentisation des groupes.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 11.1.**

**12. Référence :** (i) HQD-13, document 1, pages 29

(ii) HQD-8, document 5, page 13

**Préambule :**

(i) *En conclusion, le Distributeur maintient son programme d'investissements et d'entretien à Schefferville, en production, transport et distribution, et ne prévoit pas de changements majeurs à court ou même à moyen termes.*

Le tableau 7 de la référence (ii) mentionne les trois projets suivants pour le réseau de Schefferville :

- Remplacement des lignes de transport
- Évacuateurs de crues Menihek
- Réfection des digues Menihek

**Demande :**

**12.1** Veuillez préciser si le programme d'investissements mentionné à la référence (i) comprend uniquement les projets présentés à la référence (ii)

**Réponse :**

**Le programme d'investissement pour Menihek est en discussions préliminaires avec NALCOR. Il est possible que des investissements autres que ceux mentionnés à la référence (ii) soient nécessaires au cours des prochaines années.**

- 13. Référence :**
- (i) B-0061 : pages 41, 42 et 11
  - (ii) R-3602-2006, HQD-1, document 1 : Contrat avec NLH
  - (iii) R-3748, hqd-2, document 2, Annexe 5, page 36

**Préambule :**

La référence (i) présente le calcul théorique des pertes techniques pour le réseau de Schefferville et montre la répartition de ces pertes sur un schéma simplifié du réseau de Schefferville.

Il est mentionné que la simulation du réseau permet de déterminer la perte en puissance, et le Distributeur présente la formule qui permet d'évaluer les pertes en énergie en fonction des pertes à la pointe.

Il est également mentionné que les simulations ne considèrent pas les pertes dans les transformateurs et les branchements des clients.

La référence (ii) précise les modalités de mesure et de livraison de l'énergie :

**ARTICLE 9  
MESURAGE**

- 9.01 L'équipement de mesurage et les compteurs enregistrant la quantité de puissance et d'énergie prise par HYDRO-QUÉBEC en vertu du présent contrat sont les compteurs de N & L HYDRO situés au point de mesurage.**

Article 1.01

- i) « point de mesurage » signifie la barre omnibus à 69kV au poste de Menihék;
  
- d) « point de livraison » signifie le point où la ligne de transport entre la centrale et la collectivité de Schefferville traverse la frontière entre les provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de Québec. Ce point de livraison est l'endroit où la propriété de l'électricité est transférée à HYDRO-QUÉBEC;

À la page 11 de la référence (i) on retrouve un schéma simplifié du réseau Lac-Robertson et la référence (iii) indique que les pertes sur le réseau Lac-Robertson sont de 14,6% pour l'année 2009.

**Demandes :**

**13.1** Veuillez confirmer que les valeurs en % indiquées à la page 42 se rapportent à l'énergie.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**13.2** Veuillez préciser si le pourcentage de pertes au poste KLA s'applique aux besoins totaux ou uniquement aux besoins transitant à travers ce poste. Veuillez fournir la répartition des besoins entre Kawawachikamach et Schefferville.

**Réponse :**

**Les pertes s'appliquent aux besoins transitant à travers ce poste.  
Les besoins de Kawawachikamach sont de l'ordre de 2,5 MW et ceux de  
Schefferville de l'ordre de 6,1 MW.**

**Ces besoins sont estimés et non pas mesurés.**

**13.3** Veuillez fournir une évaluation des pertes dans les transformateurs et les branchements des clients.

**Réponse :**

**Cette évaluation n'est pas disponible.**

**13.4** Pour chacune des composantes du réseau montré à la page 42, veuillez fournir les pertes en puissance à la pointe.

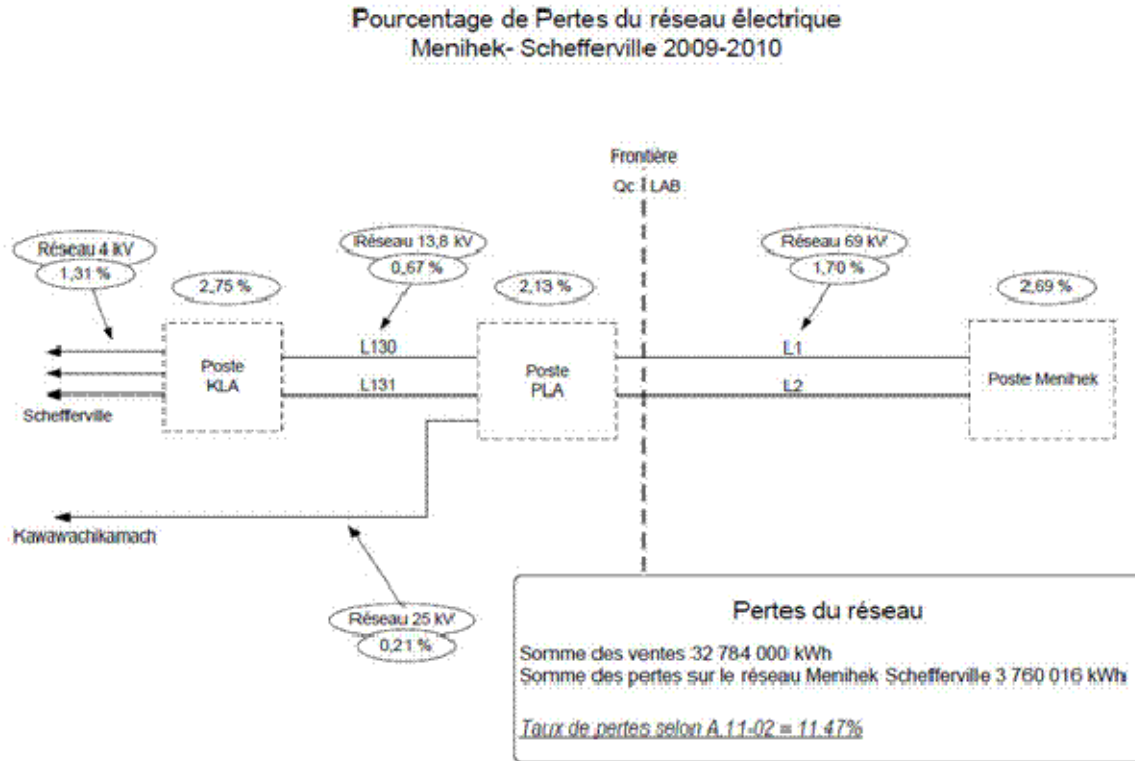
**Réponse :**

Composante	kW de pertes à la pointe
Poste de Menihék	143,0
Réseau 69 kV	229,0
Poste PLA	115,0
Réseau 13.8 kV	90,9
Réseau 25 kV	28,3
Poste KLA	125,0
Réseau 4 kV	176,3

**13.5** Veuillez identifier sur le schéma de la référence (i) le point de mesurage et le point de livraison.



**Réponse :**



**13.6** Veuillez fournir la répartition des pertes sur le réseau Lac-Robertson de la même façon que ce qui est montré à la page 42 de la référence (i).

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

**14. Référence :** B-0061 : pages 33

**Préambule :**

La référence mentionne que l'ajout d'un quatrième groupe est beaucoup trop coûteux. .

**Demande :**

**14.1** Veuillez fournir l'estimation du coût total de l'ajout du quatrième groupe.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 114.3 de la Régie (HQD-14, document 1.2).

**15. Référence :** B-0061, page 13

**Préambule :**

La référence fournit des informations concernant la centrale Lac-Robertson dont la capacité des groupes installés et mentionne que l'énergie produite a été de 67 906 MWh.

**Demande :**

**15.1** Veuillez fournir la quantité d'énergie que la centrale Lac-Robertson pourrait produire selon une hydraulicité moyenne.

**Réponse :**

**Cette question dépasse le cadre de la présente demande.**

**16. Référence :** B-0061, page 29

**Préambule :**

La référence mentionne qu'il y a deux groupes de secours de 1,7 MW qui peuvent être synchronisés au réseau.

**Demandes :**

**16.1** Veuillez fournir le nombre de fois où les groupes ont été utilisés en secours au cours des trois dernières années.

Réponse :

**Tableau R. 16.1  
Fonctionnement des groupes de secours**

<b>DATE</b>	<b>HEURES DE FONCTIONNEMENT</b>	<b>CAUSE DE LA PANNE</b>
26-28 mai 2008	52	Panne groupe 3
29-31 mars 2009	19	Panne groupe 3
9 juillet 2009	1	Panne transformateur
15-16 juillet 2009	16	Panne ligne de transport
22 décembre 2009	8	Verglas
26 décembre 2009	16	Verglas
30 décembre 2009	3	Verglas
3 janvier 2010	2	Verglas
<b>TOTAL</b>	<b>117</b>	

**16.2** Pour chacune des fois où ils ont été utilisés, veuillez préciser la période de l'année et fournir la durée de leur utilisation.

Réponse :  
**Voir la réponse à la question 16.1.**

**17. Référence :** B-0061, page 44

**Préambule :**

La référence indique qu'il y aurait des pertes non techniques de 10%.

Les moyens énumérés par le Distributeur pour diminuer ces pertes ne semblent pas efficaces.

**Demandes :**

**17.1** Veuillez confirmer que la valeur de 10% pour les pertes non techniques se rapporte aux pertes en énergie.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**17.2** Veuillez fournir les pertes en puissance.

**Réponse :**

**Le distributeur n'a pas d'évaluation de ces pertes en puissance.**

**17.3** Veuillez fournir le coût de ces pertes non techniques séparément pour la puissance et l'énergie

**Réponse :**

**Pour l'énergie, ces pertes ne représentent aucun coût supplémentaire en 2009 et 2010 pour le Distributeur. En effet, le Distributeur a l'obligation d'acheter 40 GWh annuellement à 2 ¢/kWh. La quantité d'énergie requise en 2009 et en 2010 était moindre que l'obligation contractuelle minimale.**

**Pour la puissance, le coût n'a pas été évalué mais il est jugé non significatif.**

**17.4** Veuillez justifier que l'ensemble de la clientèle doive assumer la perte de revenus due aux pertes non techniques.

**Réponse :**

**La seule perte de revenus provenant des pertes non techniques résulte de difficultés de mesurage chez les clients, pour des raisons déjà mentionnées. Cette quantité d'électricité est difficile à évaluer mais n'est pas jugée significative. Cette situation n'est pas unique aux réseaux autonomes.**

**18. Référence :** B-0061 page 92

**Préambule :**

Il est mentionné qu'environ 95% du parc immobilier est détenu par l'OMH de Kativik et que la majorité de la clientèle ne reçoit pas de facture d'énergie.

**Demandes :**

**18.1** Veuillez préciser s'il y a un compteur pour chacune des résidences.

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**18.2** Veuillez préciser qui reçoit la facture d'énergie et qui est responsable du paiement de cette facture.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 48 du GRAME à la pièce HQD-14, document 6.**

**18.3** Veuillez indiquer si une situation semblable se retrouve dans d'autres réseaux autonomes. Si oui, veuillez identifier le réseau et décrire la situation.

**Réponse :**

**Non, une situation semblable ne se retrouve pas dans d'autres réseaux autonomes.**

**19. Référence :** (i) HQD-2, document 4, pages 10

(ii) R-3740, HQD-13, document 8, page 9

**Préambule :**

La référence (i) présente un tableau montrant les coûts évités pour chacun des réseaux autonomes. La première colonne présente les coûts évités en énergie. La deuxième colonne présente le coût évité en puissance. On peut constater que les valeurs sont très différentes d'un réseau à l'autre.

- (ii) *Comme le Distributeur l'a expliqué à la section 2.1.2 de la pièce HQD-2, document 5 du dossier R-3708-2009, les coûts d'énergie incluent également les coûts d'exploitation et de maintenance.*

**Demandes :**

- 19.1** Veuillez présenter les coûts évités en énergie de la première colonne en distinguant la composante carburant et la composante coûts d'exploitation.

**Réponse :**

**Le Distributeur considère que de présenter les coûts évités en énergie en distinguant la composante carburant et la composante coûts d'exploitation n'a pas de valeur ajoutée pour la compréhension du dossier.**

- 19.2** Pour bien comprendre la méthodologie du calcul, veuillez fournir quelques exemples qui expliquent les coûts présentés. Le RNCREQ suggère d'illustrer le cas de Ivijvik, Kangiqsujuaq, Kangissuk et Kuujjuaq.

**Réponse :**

**La méthodologie utilisée pour calculer les couts évités en réseaux autonomes a été décrite à la section 2 de la pièce HQD-2, document 4 du dossier tarifaire R-3708-2009. Les coûts évités en réseaux autonomes se composent du cout évité en énergie et du cout évité en puissance. Le coût évité en énergie est constitué du coût évité de combustible (incluant le transport) et des coûts évités en exploitation et entretien. Le coût évité en puissance a par ailleurs été expliqué en détail pour le cas du réseau de Kangirsuk en réponse à l'engagement 2 du RNCREQ déposé sous pli confidentiel dans la pièce HQD-15, document 2 page 3 du dossier R-3740-2010.**

**La méthodologie n'a pas été modifiée depuis les derniers dossiers tarifaires.**

- 20. Référence :** HQD-2, document 4, pages 11

**Préambule :**

*Cependant, afin de respecter le critère de fiabilité, le Distributeur se voit dans l'obligation d'ajouter de la puissance, à l'hiver 2017. Pour combler ces besoins, la solution la moins coûteuse est l'installation d'un groupe diesel de 3 MW au coût de 3 M\$ incluant tous les*

*éléments périphériques nécessaires pour assurer la fiabilité du groupe 15. En considérant le coût et la durée de vie de ces investissements, cela se traduit par un coût de puissance de 176 \$/kW-an.*

**Demande :**

**20.1** Veuillez présenter les hypothèses et le détail du calcul ayant permis d'obtenir la valeur de 176 \$/kW-an.

**Réponse :**

**Les hypothèses de travail sont les suivantes :**

- 1) ajout d'un groupe électrogène d'une puissance de 3 MW au coût de 3 M\$, plus les éléments périphériques nécessaires pour assurer la fiabilité du groupe, au coût de 2,5 M\$ ;**
- 2) paramètres économiques approuvés dans la décision D-2011-028**

**Pour un exemple qui explique de façon plus détaillée l'évaluation du coût évité de 176 \$/kW-an, le Distributeur réfère l'intervenant à l'engagement numéro 2 de la pièce HQD-15, document 2, page 3, déposé sous pli confidentiel dans le dossier R-3740-2010.**

**Ainsi , le Distributeur souhaite corriger et clarifier le texte aux lignes 6 et 7 de la page 11 de la pièce HQD-2, Document 4, lequel devrait se lire comme suit :**

**«Cependant, afin de respecter le critère de fiabilité, le Distributeur se voit dans l'obligation d'ajouter de la puissance, à l'hiver ~~2017~~ 2015. Pour combler ces besoins, la solution la moins coûteuse est l'installation d'un groupe diesel de 3 MW au coût de 3 M\$ en y incluant ajoutant tous les éléments périphériques nécessaires pour assurer la fiabilité du groupe<sup>15</sup>.»**

- 21. Référence :**
- (i) HQD-5, document 1, page 5, note 1
  - (ii) R- 3775- HQD-1, document 1, page 34

**Préambule :**

- (i) *Dont 0,5 TWh s'explique par des prix de revente inférieurs au prix de l'électricité patrimoniale pour les huit mois prévisionnels.*

La référence (ii) présente l'Établissement du prix de revente.

**Demandes :**

- 21.1** Veuillez indiquer si le prix de revente est déterminé de la même façon qu'à la référence (ii), notamment en supposant un *Ajustement à la baisse* de 5 \$/MWh et un coût de 8,29 \$/MWh pour le service de transport de point à point

**Réponse :**

**Oui. Le prix de revente de la référence (i) est déterminé de la même façon qu'à la référence (ii).**

- 21.2** Si oui, veuillez justifier l'*Ajustement à la baisse* de 5\$/MWh dans le contexte actuel où le prix de l'énergie est bas.

**Réponse :**

**Le Distributeur rappelle que l'injection de volumes importants sur le marché de l'énergie entraîne une baisse d'environ 5 \$/MWh du prix de revente<sup>1</sup>. Cet ajustement est aussi valable pour de plus petites quantités tel que constaté dans le cadre de l'appel d'offres de 150 MW en 2010.**

**L'impact dégressif des volumes sur le prix de revente est reflété dans la formule à prix dégressifs de rachat du solde de modulation (ajustement de 5 \$/MWh pour le 1<sup>er</sup> TWh, 6 \$/MWh pour le 2<sup>e</sup>, etc.). Ainsi, dans un contexte de bas prix, le choix de sous-utiliser l'électricité patrimoniale est le plus avantageux même avec un ajustement minimum de 5 \$.**

- 21.3** Concernant le coût du transport, veuillez indiquer si vous prenez en considération le crédit qui revient au Distributeur lorsqu'il effectue une transaction de revente sur les marchés de court terme. Veuillez expliquer votre réponse

**Réponse :**

**Le Distributeur rappelle que d'importantes réservations de service de point à point de transport ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, et ce, pour les années 2012 à 2019. Les ventes du Distributeur devraient s'effectuer au point de livraison HQT (territoire québécois). Dans ce contexte, puisque les frais de réservation sont déjà engagés par des tiers et, en cela,**

---

<sup>1</sup> Voir la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 du dossier R-3734-2010.



intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération additionnelle de ces coûts par le biais de la facturation de la charge locale. Tant que cette situation prévaudra, le prix en mode vente sera réduit de la totalité des frais de réservation du service de point à point.

Toutefois, dans l'éventualité où le Distributeur pourrait effectuer des réservations de transport de point à point, ce qui impliquerait de petites quantités et de courtes périodes, les coûts de ces réservations ne lui seraient crédités que l'année suivante, par le biais d'une baisse de la facture de la charge locale. La récupération des coûts de transport serait, le cas échéant, de 90 % du coût total des réservations.

**22. Référence :** HQD-5, document 1, page 9

**Préambule :**

*La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.*

**Demande :**

**22.1** Veuillez fournir le bilan annuel de l'énergie différée et de l'énergie rappelée et du solde en spécifiant notamment l'utilisation de l'énergie du contrat cyclable et du contrat en base.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 15.4 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.**

**23. Référence :** (i) HQD-5, document 1, page 13

1 (II) R-3775- HQD-1, DOCUMENT 1, PAGE 34

(iii) R-3748, HQD-1, document 1, page 39

(iv) HQD-2, doc. 4, p. 5

**Préambule :**

(i) *Enfin, les achats de court terme et les revenus de revente sont évalués respectivement à 19,0 M\$ et à 6,3 M\$, pour des prix unitaires de 52,5 \$/MWh et 31,8 \$/MWh.*

Les notes 5 et 6 de la référence (i) mentionnent :

*5 Selon les hypothèses du dossier R-3775-2011, soit l'utilisation des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011, le gain est estimé à 3,8 M\$.*

*6 L'évaluation du coût des approvisionnements de court terme et des revenus de revente est basée sur la moyenne des prix à terme de la zone M du NYISO au cours du mois d'avril 2011.*

La référence (ii) présente un Prix d'achat de 48,27 \$/MWh et un Prix de revente de 26,03 sur les marchés de court terme pour l'année 2012.

À la référence (iii) on peut constater que les achats se font durant l'hiver alors que la revente se fait durant les autres mois de l'année.

À la référence (iv), on indique que le coût évité en énergie pour la période 2011 à 2022 inclusivement est estimé à 4,9 ¢/kWh (\$2011) indexé à l'inflation pour la période hivernale, et à 3,0 ¢/kWh (\$2011) indexé à l'inflation pour la période estivale.

La note 1 de la référence (iv) précise que ce calcul se base sur une période de référence allant de mai 2010 à avril 2011.

**Demandes :**

**23.1** Veuillez justifier d'utiliser les prix à terme du mois d'avril

**Réponse :**

**Tel que mentionné à la réponse à la question 19.4 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1, l'utilisation d'une moyenne des prix à terme du mois d'avril permet d'avoir l'information la plus représentative de l'année témoin et aussi de s'harmoniser avec les hypothèses retenues pour les prix des combustibles et les paramètres énergétiques utilisés dans l'établissement de la prévision des ventes.**

Réponses à la demande de renseignements n°1  
du RNCREQ

23.2 Veuillez présenter les données d'origine et les calculs précis ayant mené aux valeurs de 4,9 ¢/kWh (\$2011) et de 3,0 ¢/kWh (\$2011) pour les périodes hivernale et estivale, respectivement.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'en mode prévisionnel, les prix d'achat et de revente de l'électricité sur les marchés de court terme sont basés sur les « prix à terme » du marché de New York à la zone A.

Les tableaux qui suivent présentent le détail de l'établissement de la prévision des prix d'achat et de revente du Distributeur, tel que présenté à la référence (ii) et tel que décrit et détaillé dans divers dossiers du Distributeur, notamment les dossiers tarifaires précédents et ceux concernant la suspension des livraisons de la centrale de TCE.

Tableau 23.2-1 – Prix d'achat

Composantes du prix d'achat		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zon A, tirés du NYMEX	SUS	38,10	39,35	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
+ "Basis" entre le zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés	SUS	3,37	3,49									
= Prix sur le marché de New York, à la zone M	SUS	41,47	42,83	44,57	46,37	48,17	49,94	51,68	53,29	54,96	56,42	57,73
+ Frais de courtage	SUS	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
+ Frais de sortie de NY	SUS	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
= Prix d'achat	SUS	47,33	48,69	50,43	52,23	54,03	55,80	57,54	59,15	60,82	62,28	63,59
x Taux de change	SCAN / SUS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
= Prix d'achat	SCAN	47,33	48,69	50,43	52,23	54,03	55,80	57,54	59,15	60,82	62,28	63,59
		<b>VAN 48,99 \$ actualisés de 2011 / MWh</b> ou <b>4,9 ¢ actualisés de 2011 / kWh</b> Taux d'actualisation de 6,099%										

Tableau 23.2-2 – Prix de la revente

Composantes du prix de revente		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix sur le marché de New York, à la zone M	SUS	41,47	42,83	44,57	46,37	48,17	49,94	51,68	53,29	54,96	56,42	57,73
- Perte de 5,4% sur le réseau de TransÉnergie	SUS	2,12	2,19	2,28	2,38	2,47	2,56	2,65	2,73	2,82	2,89	2,96
- Frais de courtage	SUS	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
- Frais de réservation sur New York	SUS	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
- Ajustement à la baisse du prix	SUS	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
= Prix de revente	SUS	33,41	34,71	36,36	38,06	39,77	41,45	43,11	44,63	46,22	47,60	48,84
x Taux de change	SCAN / SUS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
- Service pt@pt de TransÉnergie	SCAN	8,64	8,61	8,63	8,63	8,63	8,61	8,63	8,63	8,63	0,86	0,86
= Prix de revente	SCAN	26,37	26,17	27,72	29,43	31,14	32,84	34,47	36,00	37,59	46,74	47,98
		<b>VAN 29,58 \$ actualisés de 2011 / MWh</b> ou <b>3,0 ¢ actualisés de 2011 / kWh</b> Taux d'actualisation de 6,099%										

Le coût évité des achats ou de la revente correspond à la valeur actualisée (VAN) des prix d'achat ou de la revente sur la période 2012-

**2022 inclusivement et sur la base du taux d'actualisation du Distributeur.**

**Le Distributeur souligne que le prix de la revente de surplus d'énergie ne peut être inférieur au prix de l'électricité patrimoniale. Auquel cas, il serait plus économique de réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale que de procéder à de la revente de surplus.**

**23.3** Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une méthode qui extrapole des prix à terme sur une période de dix (10) ans.

**Réponse :**

**L'évaluation du coût des transactions de court terme nécessite l'établissement d'une prévision des prix d'achat et de revente sur les marchés de court terme. Le meilleur estimateur dont dispose le Distributeur est celui des prix à terme du NYMEX, un indicateur qui a été amplement discuté dans de précédents dossiers et qui est reconnu par la Régie.**

**Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le débat sur la méthode d'établissement de la prévision des prix des transactions de court terme a déjà été fait et que la Régie a reconnu, à maintes reprises, la méthode utilisée par le Distributeur.**

**Voir aussi la réponse à la question 19.4 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.**

**23.4** Selon le Distributeur, est-ce qu'il y a une limite au nombre d'années prévisionnelles pour lesquelles cette méthode produirait des résultats valables ?

**23.4.1** Le cas échéant, veuillez indiquer cette limite, et justifier votre réponse.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.3.**

**23.4.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.3.**

**23.5** Est-ce que le Distributeur connaît d'autres services publics qui utilisent une méthode semblable pour estimer les prix de marché sur une période semblable ?

**23.5.1** Le cas échéant, veuillez les indiquer et fournir des références.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a pas fait de balisage à ce sujet.**

**Voir la réponse à la question 23.3.**

**23.6** Est-ce que le Distributeur a considéré d'autres méthodes pour évaluer les prix de marché prévisionnel sur une période allant jusqu'à dix (10) ans ?

**23.6.1** Si oui, veuillez préciser les méthodes qui ont été considérées, et les raisons selon lesquelles elles ont été rejetées.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.3.**

**23.6.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.3.**

**24. Référence :** HQD-5, document 1, page 13

**Préambule :**

*Un montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur, pour la revente de 2,1 TWh du contrat en base, est également inclus dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les marchés de court terme.*

**Demandes :**

**24.1** Veuillez fournir le détail du calcul ayant résulté à un montant de 17,3 M\$ pour la revente de 2,1 TWh.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.2 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1.**

**24.2** Veuillez présenter le détail du calcul ayant résulté en un gain de 24 M\$.

**Réponse :**

**Le gain associé à la transaction financière pour 2012 correspond à l'ensemble des frais évités en ne revendant pas sur les marchés, soit :**

**Calcul du gain associé à la transaction financière pour 2012**

---

<b>Frais évités (\$/MWh)</b>	<b>11,4</b>	<b>(a)</b>
Non récupération des frais de transport	8,3	
Pertes	2,2	
Frais d'entrée	0,2	
Frais de courtage	0,8	
Quantités faisant l'objet de la transaction (TWh)	<b>2,1</b>	<b>(b)</b>
Gain associé à la transaction financière (M\$)	<b>24,5</b>	<b>(a)*(b)</b>

---

**24.3** Veuillez fournir une estimation d'un scénario selon lequel l'énergie de 2,1 TWh serait différée

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 2.3 de UC à la pièce HQD-14, document 11.**

- 25. Référence :**
- (i) HQD-5, document 1, pages 9 et 10
  - (ii) HQD-5, document 1, page 13
  - (iii) R-3775-2011, HQD-1, document 1, page 17
  - (iv) HQD-5, document 1, page 14

**Préambule :**

- (i) *Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre déterministe, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation. En effet, l'utilisation de l'EGM est fortement tributaire des aléas de la demande et de l'offre, en particulier de l'aléa climatique et de l'aléa sur la production éolienne, ce qui n'est pas pris en compte dans un scénario déterministe. Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4.*
- (i) *Enfin, des achats d'environ 0,4 TWh sur le marché de court terme, notamment en hiver, jumelés à des reventes de 0,2 TWh en été, permettent d'équilibrer le bilan. L'EGM permettra au Distributeur de réduire significativement ce recours aux marchés de court terme.*
- (ii) *De plus, aux fins du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'intégrer une estimation du gain attribuable au service de modulation de l'EGM, conformément à la méthodologie utilisée dans le dossier R-3775-2011, qui vient réduire les coûts d'approvisionnement. En utilisant les mêmes paramètres que dans le présent dossier tarifaire, soit les prix à terme du mois d'avril 2011, le gain est évalué à 4,2 M\$.*

La référence (iii) présente une analyse de rentabilité de l'EGM par rapport à un scénario sans modulation. Le gain est évalué à 3,8 M\$, ce qui, selon la note 5 de la page 13, correspond au 4,2 M\$ de la référence (i). Selon la même référence, on peut constater que ce gain est obtenu en utilisant des achats de court terme de 1,183 TWh et des reventes de 0,739 TWh

Le tableau de la référence (iv) présente le coût des approvisionnements post patrimoniaux pour l'année témoin 2012.

**Demande :**

- 25.1** Veuillez préciser comment est intégré le gain de 4,2 M\$.

**Réponse :**

**Le gain de 4,2 M\$, attribuable à l'Entente globale de modulation, est intégré en réduction des coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Voir le tableau 6 à la page 14 de la pièce HQD-5, document 1.**

**26. Référence :** HQD-12, document 2, page 36

**Préambule :**

Le tableau 28 de la référence présente très sommairement les résultats de la rentabilité de la bi-énergie pour le client et pour le Distributeur.

**Demandes :**

**26.1** Veuillez présenter le détail des hypothèses et du calcul qui ont permis d'obtenir les valeurs montrées au tableau 28 pour la rentabilité du client bi-énergie.

**Réponse :**

**Voir le chiffrier Excel déposé en réponse.**

**26.2** Veuillez présenter le détail des hypothèses et du calcul qui ont permis d'obtenir les valeurs montrées au tableau 28 pour la rentabilité du Distributeur.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 26.1.**

**26.3** Veuillez présenter une analyse de rentabilité selon le tarif actuel.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 26.1.**

**26.4** Veuillez confirmer que les résultats montrés au tableau 28 ne prennent pas en considération le coût du combustible utilisé par le client durant les heures où il utilise le mazout.



**Réponse :**

**Non, les résultats de l'analyse de rentabilité pour le client tiennent compte du coût associé à l'achat de combustible lorsque ce dernier s'efface en période de pointe.**

- 26.5** Si vous confirmez, veuillez fournir une analyse de rentabilité qui prend en considération le coût du combustible que doit utiliser le client en mode bi-énergie.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 26.4.**

- 27. Référence :** HQD-12, document 2, page 37, note 20

**Préambule :**

*Le surcoût associé à un renouvellement complet d'un système bi-énergie par rapport à un système TAE (incluant les taxes) s'élève à 5 007 \$ en 2012. La valeur actualisée d'un renouvellement complet dans 20 ans serait de 2 021 \$ (dollars de 2012).*

**Demandes :**

- 27.1** Veuillez fournir le surcoût d'un système bi-énergie par rapport à un système TAE pour une nouvelle habitation.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 38.1 de la demande de renseignements no. 2, de la Régie, à la pièce HQD-13, document 1.1 du dossier R-3708-2009.**

- 27.2** Si le coût du renouvellement complet en 2012 s'élève à 5007 \$, et que le gain anticipé pour la période d'analyse est de 3144\$ (tableau 28), veuillez indiquer quel est l'intérêt économique d'un client à renouveler son système bi-énergie en 2012.

**Réponse :**

**Tel qu'expliqué en preuve, le Distributeur est d'avis que les clients font rarement face à un renouvellement complet de leur système bi-énergie. Le renouvellement s'étale plutôt sur la période analysée au fur et à mesure du remplacement des principales composantes du système.**

**28. Référence :** (i) HQD-12, document 2, page 29

(ii) HQD-12, document 2, page 37

**Préambule :**

(i) *C'est en fonctionnant en mode bi-énergie que le client au tarif DT réalise ses économies. Ces dernières dépendent à la fois du calibrage des tarifs D et DT, du profil réel de consommation du client incluant son effacement en période de pointe, de ses achats de combustible et de l'écart entre les frais d'entretien d'un système bi-énergie par rapport à un système à l'électricité (ci-après TAE). L'économie nette incite le client à demeurer au tarif DT et sert ultimement à financer une partie du différentiel des coûts d'acquisition du système bi-énergie par rapport à un système TAE. (notre soulignement)*

(ii) *Cette rentabilité dépend toutefois de plusieurs facteurs, notamment du prix du mazout.*

**Demandes :**

**28.1** Veuillez indiquer si le tarif bi-énergie est ouvert à d'autres sources que le mazout.

**Réponse :**

**Oui. Les principales sources d'appoint actuellement répertoriées au tarif DT sont le mazout, le gaz naturel et le propane. Pour être admissible au tarif DT, le système bi-énergie doit cependant respecter toutes les conditions énoncées à l'article 2.26 des Tarifs et conditions du Distributeur.**

**28.2** Si oui, veuillez préciser lesquelles.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 28.1.**

**28.3** Si non, veuillez indiquer les modalités qui permettraient d'offrir la bi-énergie à des clients utilisant d'autres sources.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 28.1.**

**29. Référence :** HQD-12, document 2, page 28, note 20

**Préambule :**

La note 20 réfère à un document présenté lors d'une séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT le 25 mai 2011.

À la page 4 de ce document, il est mentionné :

*Le Distributeur vise à maintenir la clientèle bi-énergie existante et à éviter les conversions vers le TAE, sans affecter le nombre de clients actuellement au mazout – La croissance du parc bi-énergie au détriment de l'industrie du mazout n'est pas souhaitable*

• *Une réduction significative des livraisons de mazout comporte un risque pour l'approvisionnement en mazout des clients bi-énergie.*

**Demandes :**

**29.1** Veuillez préciser si le Distributeur prévoit la possibilité de refuser d'accorder un tarif DT à un nouveau client ou à un client existant qui en ferait la demande.

**Réponse :**  
**Non.**

**29.2** Si oui, veuillez expliquer en quoi ce refus ne serait pas discriminatoire.

**Réponse :**  
**Voir la réponse à la question 29.1**

**29.3** Sinon veuillez indiquer si des mesures seront prises pour ne pas affecter le nombre de clients actuellement au mazout.

**Réponse :**  
**Comme indiqué en preuve, le Distributeur ne ciblera pas l'ensemble des clients actuellement au mazout lors de la campagne de promotion de la bi-énergie. Seuls les clients au mazout qui ont des intentions de conversion vers le chauffage tout électrique pourraient faire l'objet d'interventions ciblées. Le Distributeur et les associations de l'industrie du mazout évaluent donc la faisabilité d'intervenir au moment où le client s'informe sur les équipements de chauffage en vue d'une conversion.**

**29.4** S'il y a lieu veuillez justifier ces mesures.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 29.3.**