

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2
DU GRAME**

A TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

I. Hausse des tarifs domestiques /Stratégie tarifaire /Coûts et approvisionnement

Références

- (i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, page 11

1.3. Stratégie tarifaire et impacts sur la clientèle

Le défi en matière de stratégie tarifaire est de s'assurer que l'offre tarifaire est équilibrée, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique changeant et incertain. Il s'agit de favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise.

C'est dans cette optique que le Distributeur souhaite, tout en tenant compte des coûts, amorcer un rééquilibrage des tarifs généraux en appliquant une hausse moindre au tarif M et en récupérant l'écart de revenus auprès des autres tarifs généraux, soit les tarifs G et LG, sur la base des avantages constatés par rapport aux prix observés en Amérique du Nord (figure 2). Pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limitera à une hausse additionnelle maximale de 1 % aux autres tarifs généraux. Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire. Les hausses tarifaires proposées ainsi que les indices d'interfinancement sont présentés au tableau 1. (Notre souligné)

**TABLEAU 1
AJUSTEMENTS DIFFÉRENCIÉS ET INDICES D'INTERFINANCEMENT¹²**

Catégories de consommateurs	Reflét du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux		Reflét de la variation des coûts	
	Ajustement tarifaire	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Interfinancement
Domestiques	3,4%	83,7	2,9%	83,3
Généraux				
G	4,0%	116,6	4,7%	117,5
M	3,0%	132,0	3,3%	132,4
LG	4,4%	107,8	5,6%	109,1
Sous-total - Généraux	3,4%	124,4	3,9%	125,0
Total	3,4%	97,8	3,4%	97,8
Grands industriels	2,6%	116,4	2,8%	116,6

- (ii) R-3814-2012, B-0051, pièce HQD-12, doc. 2, Tableau 5, Impact sur les indices d'interfinancement d'une hausse différenciée, page 10 :

TABLEAU 5
IMPACT SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE

	Interfinancement avant hausse (%)	Variation des coûts		Scénario à 20%		Scénario à 30%		Scénario à 40%	
		Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)
Domestique	83	4,9%	84	3,5%	83	3,8%	84	4,1%	84
Petite puissance	122	1,9%	120	2,6%	121	2,4%	121	2,3%	121
Moyenne puissance	134	0,3%	130	2,1%	133	1,7%	132	1,3%	131
Grande puissance	115	1,7%	114	2,6%	115	2,4%	115	2,2%	114
Total - Tarifs réguliers	100	2,9%	100	2,9%	100	2,9%	100	2,9%	100

- (iii) R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 2, Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M\$), page 7

TABLEAU 2
**COMPARAISON DES REVENUS REQUIS ET
DES REVENUS DES VENTES DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M\$)**

Réseau relié	
Ventes (GWh)	169 569
Revenus des ventes	10 752,7
Revenus requis	10 978,8
Écart	(226,1)
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	387
Revenus des ventes	31,6
Revenus requis	233,9
Écart	(202,3)
Total Réseaux de distribution	
Ventes (GWh)	169 957
Revenus des ventes	10 784,3
Revenus requis	11 212,7
Écart	(428,4)
<u>Conciliation tableau 1</u>	
Plus : Autres revenus	176,7
Plus : Provision réglementaire	(75,3)
Revenus additionnels requis	(327,0)

- (iv) **R-3854-2013, Pièce B-0012, HQD-1, document 4, Tableau 1, Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2014 (M\$)**

**TABLEAU 1
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2014 (M\$)**

Revenus des ventes 2014 (sans hausse de tarif)	10 784,3
Revenus autres que ventes d'électricité	176,7
Ajustement - Provision réglementaire 2013	-75,3 ¹
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	10 885,7
Revenus requis	
Achats	
Achats d'électricité	5 488,0
Service de transport	2 650,4
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 333,0
Autres charges	1 017,2
Frais corporatifs	33,5
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	690,6
Revenus requis	11 212,7
Revenus additionnels requis 2014	-327,0
Revenus des ventes avant hausse	
- Excluant les contrats spéciaux	9 994,4
- Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	8 627,0
Hausse demandée - 1^{er} avril 2014	
- Clientèle au tarif L	2,6%
- Autres clientèles	3,4%
Revenus générés en 2014 par la hausse demandée	220,3
Provision réglementaire 2014 récupérée en 2015	106,7 ²

¹ Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2013 relatif à la hausse tarifaire de 2,4 % appliquée au 1^{er} avril 2013, récupéré en 2014.

² Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2014 associé à la hausse tarifaire demandée pour le 1^{er} avril 2014 à récupérer en 2015.

- (v) **R-3854-2013, Pièce B-008, HQD-1, doc. 1, Tableau 1, Composantes du coût de service du Distributeur (M\$), page 6**

TABLEAU 1
COMPOSANTES DU COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR (M\$)

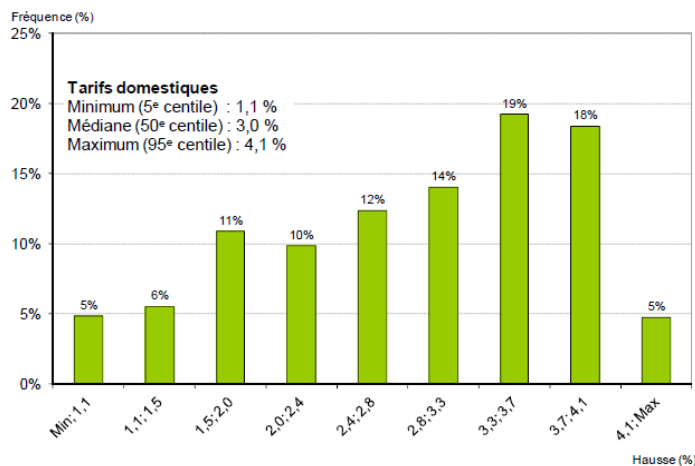
	2012 Réel	2013 D-2013-037	2014 Année Minon	Écart (2014-2013)
Coût de service du Distributeur	10 541	11 000	11 213	213
Coût de distribution et des services à la clientèle	3 061	3 041	3 074	33
Achats d'électricité	4 896	5 352	5 488	136
Service de transport	2 584	2 607	2 651	44

(vi) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, tableau 2, Tarifs domestiques proposés pour 2014

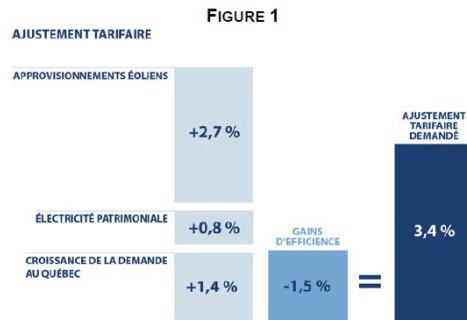
TABLEAU 2
TARIFS DOMESTIQUES PROPOSÉS POUR 2014

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,41	5,54	2,4%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,78	8,16	4,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,40	4,51	2,5%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	21,26	23,46	10,3%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%

(vii) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, FIGURE 5 Distribution des impacts des hausses différenciées pour la clientèle, page 15



(viii) R-3854-2013, Pièce B-008, HQD-1, doc. 1, Figure 1, page 5



(ix) R-3854-2013, Pièce B-0020, HQD-5, doc. 1, page 16

Tel qu'il était indiqué dans la demande R-3814-2012, les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

(x) R-3854-2013, Pièce B-0035, HQD-8, doc. 5, page 6

TABLEAU 3
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2012	Année de base 2013	Année témoin 2014
Maintien des actifs ⁽¹⁾	313,0	394,5	432,1
Amélioration de la qualité	37,9	28,6	36,7
Croissance de la demande	330,7	362,8	386,8
Respect des exigences	46,6	62,4	67,8
TOTAL	728,2	848,3	923,4

(1) L'accroissement des investissements de la catégorie maintien des actifs entre l'année de base 2013 et l'année témoin 2014 s'explique principalement par le projet LAD dont les coûts augmentent de 62 M\$ en 2014.

Demandes

1.1 Le Tableau 1 (référence i) indique les indices d'interfinancement, veuillez préciser si ces indices tiennent compte de l'ajustement tarifaire ou reflètent l'interfinancement avant l'ajustement tarifaire ?

Réponse :

Les indices d'interfinancement présentés au tableau 1 cité en référence (i) tiennent compte de l'ajustement tarifaire. Voir également la réponse à la question 16.1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-15, document 3.

1.2 Veillez indiquer en quoi la présente stratégie d'ajustement de l'interfinancement contribue davantage au soutien de l'économie québécoise (référence i) ?

Réponse :

Le Distributeur ne présente pas une stratégie d'ajustement de l'interfinancement.

Voir également la réponse à la question 52.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

1.3 Au dossier R-3814-2012, le Tableau 5, Impact sur les indices d'interfinancement d'une hausse différenciée (référence ii) présentait l'information sur l'interfinancement avant la hausse et après la hausse différenciée. Veuillez déposer ce tableau avec les données d'ajustements tarifaires proposées au présent dossier, donc veuillez indiquer l'interfinancement avant et après la hausse tarifaire ?

Réponse :

Le tableau R-1.3 présente les indices d'interfinancement de l'année témoin 2014 avant ajustement tarifaire. Voir également le tableau 1 de la référence i) en préambule ainsi que la réponse à la question 16.1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-15, document 3.

**TABLEAU R-1.3
INDICES D'INTERFINANCEMENT AVANT HAUSSE
ANNÉE TÉMOIN 2014**

Catégories de consommateurs	Indices d'interfinancement avant ajustement tarifaire
Domestiques	83,6
Généraux	
G	115,9
M	132,5
LG	106,7
Sous-total - Généraux	124,2
Total	97,7
Grands industriels	117,2

1.4 De plus, puisque le Distributeur propose que *pour les fins de l'année tarifaire 2014-2015, le rééquilibrage se limite à une hausse additionnelle maximale de 1% aux autres tarifs généraux* (référence i), veuillez également proposer d'autres scénarios de rééquilibrage que le 1 %, soit de 1,25 % et 1,5 %, avec l'impact sur la hausse des autres tarifs ?

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-1.4 des scénarios de rééquilibrage de 1,25 % et 1,5 %. Il faut noter que ces scénarios affectent uniquement les tarifs généraux, la stratégie tarifaire visant les catégories Domestiques et Grands clients industriels demeurant inchangée.

**TABLEAU R-1.4
SCÉNARIOS DE RÉÉQUILIBRAGE**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux		
	Ajustement tarifaire proposé	Ajustement tarifaire Simulation 1,25%	Ajustement tarifaire Simulation 1,5%
Généraux	3,4%	3,4%	3,4%
Tarif G	4,0%	4,1%	4,2%
Tarif M	3,0%	2,8%	2,7%
Tarif LG	4,4%	4,7%	4,9%

1.5 Afin d'identifier l'impact de la hausse des tarifs pour les réseaux autonomes, y compris la hausse demandée pour les tarifs dissuasifs au nord du 53eme parallèle, veuillez présenter le Tableau 2, *Comparaison des revenus requis et des revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (M\$)* (référence iii), en indiquant les revenus des ventes de 2014 avec les nouveaux tarifs, selon le réseau relié et selon les réseaux autonomes.

Réponse :

Le tableau R-1.5 présente la comparaison des revenus requis avec les revenus après la hausse de 3,4 % pour le réseau relié et les réseaux autonomes.

**TABLEAU R-1.5
COMPARAISON DES REVENUS REQUIS AVEC LES
REVENUS APRÈS HAUSSE DE 3,4%**

Réseau relié	
Ventes (GWh)	169 569
Revenus des ventes après hausse	11 078,6
Revenus requis	10 978,8
<u>Écart</u>	<u>99,8</u>
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	387
Revenus des ventes après hausse	32,7
Revenus requis	233,9
<u>Écart</u>	<u>(201,2)</u>
Total Réseaux de distribution	
Ventes (GWh)	169 957
Revenus des ventes après hausse	11 111,3
Revenus requis	11 212,7
<u>Écart</u>	<u>(101,4)</u>
<u>Conciliation tableau 1</u>	
Plus : Autres revenus	176,7
Plus : Provision réglementaire	(75,3)
<u>Revenus additionnels requis</u>	<u>0,0</u>

1.6 En référence au Tableau 1 - *Revenus additionnels requis et hausse tarifaire au 1^{er} avril 2014 (M\$)* (référence iv), on constate que le revenu additionnel requis de 2014 est réparti entre les achats et les coûts de distribution et services à la clientèle. Veuillez identifier la part de l'augmentation de 327 M\$ qui est attribuable aux réseaux autonomes et la part de cette augmentation qui est attribuable au réseau relié. Veuillez également fournir le détail de la section revenus requis pour d'une part le réseau relié et d'autre part les réseaux autonomes.

Réponse :

Le tableau 2 cité en référence (iii) présente la part des revenus additionnel requis de 327 M\$ attribuable au réseau relié et aux réseaux autonomes. Le détail des revenus requis, tant pour le réseau relié que pour les réseaux autonomes, est présenté à la pièce HQD-11, document 4 (B-0045), notamment aux tableaux 6, 7, 30 et 31.

1.7 Les composantes du coût de service du Distributeur sont présentées au tableau 1 (référence v) pour les années 2012 à 2014. Veuillez présenter les composantes du coût de service de manière différenciée pour le réseau relié et les réseaux autonomes et ce pour les années 2012 à 2014, de même que l'écart 2014-2013.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse 1.6, le détail des revenus requis des réseaux autonomes est présenté aux tableaux 30 et 31 de la pièce HQD-11, document 4 (B-0045). Le Distributeur ne fait pas de répartition du coût de service pour les années historique et de base.

1.8 Le tableau 2, *Tarifs domestiques proposés pour 2014* (référence vi) illustre la hausse proposée par le Distributeur pour les tarifs domestiques de 2014. Pour ce qui est du tarif D et DM, la demande repose sur le gel de la redevance, de même que sur une hausse tarifaire portant deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{ère} tranche. La figure 5 (référence vii) nous indique que près de 25 % de la clientèle verra sa facture augmenter de 3,7 % à 4,1 % et que 42 % de la clientèle se verra augmenter de plus de 3,3 %, alors que 44 % aura une hausse variant entre 1,1 % et 2,8 %. Face à ces constats, il est opportun de vérifier l'impact d'autres scénarios, reflétant les coûts de l'énergie. Veuillez déposer les résultats des deux scénarios suivants :

1.8.1 Soit un scénario de hausse uniforme des deux tranches d'énergie, avec gel de la redevance. Pour illustrer votre scénario veuillez déposer la figure 5 (référence vii) pour les tarifs domestiques, de même que le tableau 2 (référence vi).

Réponse :

Le Distributeur souligne que, contrairement à ce qui est affirmé à la question 1.8, la figure 5 (référence vii) indique que 18 % de la clientèle verra sa facture augmenter de 3,7 % à 4,1 % et que 39 % de la clientèle aura une hausse variant entre 1,1 % et 2,8 %.

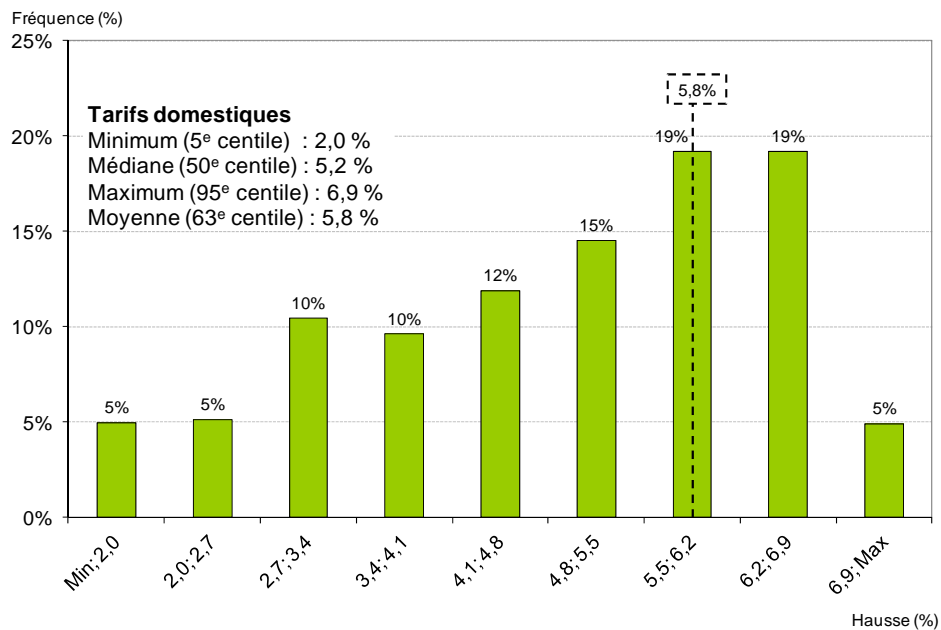
Le Distributeur présente la mise à jour du tableau 2 et de la figure 5 pour la hausse proposée de 5,8 % selon trois scénarios différents :

A. Une hausse de 5,8 % selon la stratégie tarifaire proposée à la pièce HQD-13, document 2 (B-0049)

**TABLEAU R-1.8.1-A
SELON LA STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE**

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,41	5,64	4,3%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,78	8,42	8,2%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,40	4,62	5,0%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	21,26	24,22	13,9%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%

**FIGURE R-1.8.1-A
SELON LA STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE**

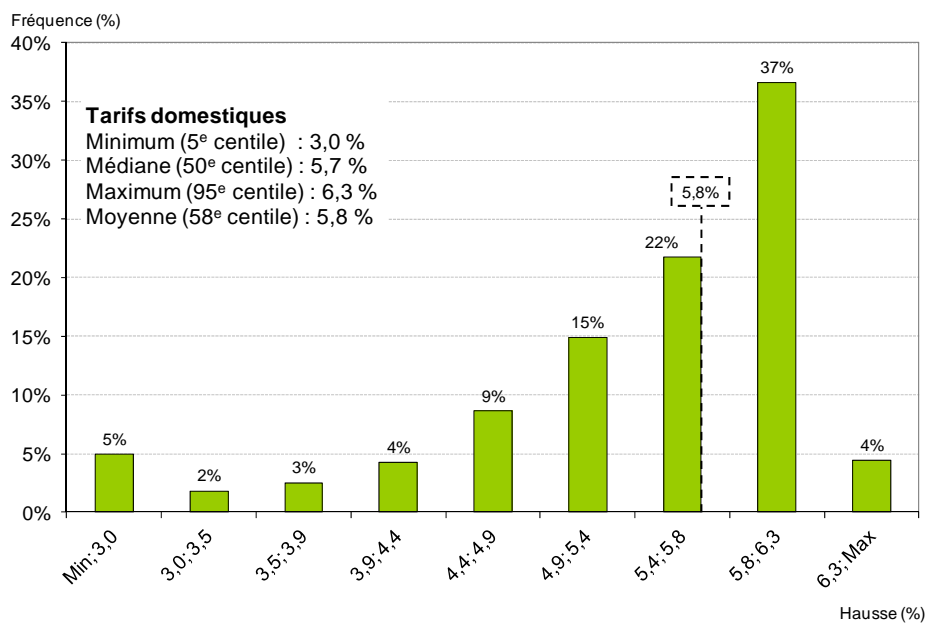


B. Hausse de 5,8 % selon un scénario de hausse uniforme des prix de l'énergie

**TABLEAU R-1.8.1-B
SELON UNE HAUSSE UNIFORME DES PRIX DE L'ÉNERGIE**

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,41	5,76	6,5%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,78	8,30	6,7%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,40	4,62	5,0%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	21,26	24,07	13,2%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%

**FIGURE R-1.8.1-B
SELON UNE HAUSSE UNIFORME DES PRIX DE L'ÉNERGIE**



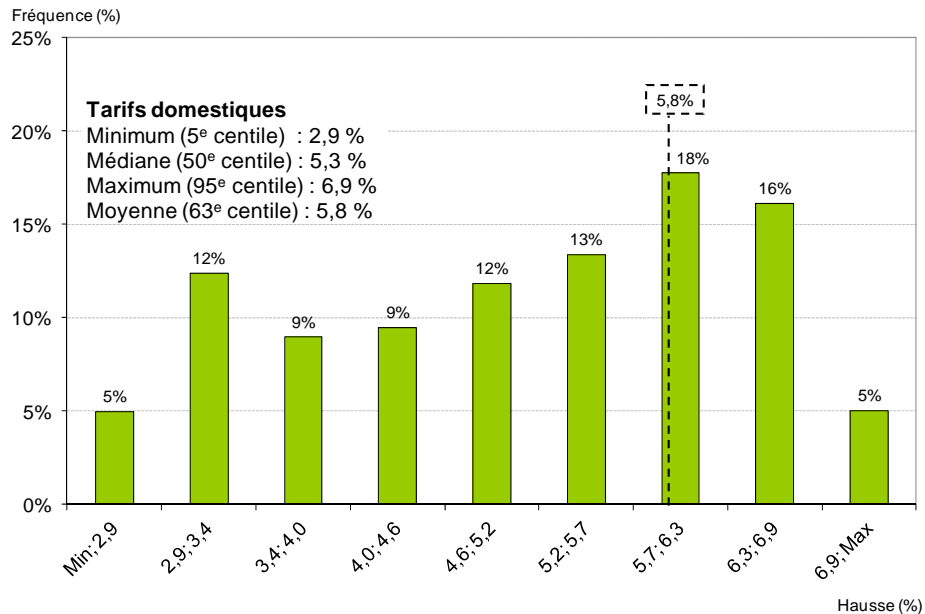
Par rapport à la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur, une hausse uniforme des prix de l'énergie occasionne des impacts tarifaires plus importants pour les petits consommateurs mais plus faibles pour les grands consommateurs.

- C. Hausse de 5,8 % selon un scénario de hausse de la redevance à l'inflation et de hausse deux fois plus élevée du prix de la 2^e tranche d'énergie que de celui de la 1^{re} tranche

**TABLEAU R-1.8.1-C
 SELON UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE DE LA REDEVANCE,
 DE LA 1^{RE} ET DE LA 2^E TRANCHE**

	Tarifs 2013	Tarifs 2014	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	41,45	2,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,41	5,62	3,9%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	7,78	8,41	8,1%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	41,45	2,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,40	4,61	4,8%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	21,26	24,14	13,5%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	1,89	2,52	33,3%

FIGURE R-1.8.1-C
SELON UNE HAUSSE DIFFÉRENCIÉE DE LA REDEVANCE,
DE LA 1^{RE} ET DE LA 2^E TRANCHE



Par rapport à la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur, ce scénario occasionne des impacts tarifaires plus importants pour les petits consommateurs et amenuise le signal de prix en énergie puisqu'une hausse de la redevance doit être compensée par une hausse plus faible de l'un ou l'autre des prix de l'énergie.

Le Distributeur continue de privilégier la stratégie tarifaire amorcée en 2005 et reconduite depuis, avec l'approbation de la Régie. Cette stratégie permet d'améliorer le signal de prix tout en limitant les impacts tarifaires sur la clientèle, notamment la clientèle à faible revenu.

1.8.2 Et un scénario de hausse de la redevance suivant le taux de l'inflation accompagnée d'une hausse différenciée, telle que présentement demandée, soit portant deux fois plus sur la deuxième tranche que sur la première tranche d'énergie. Pour illustrer votre scénario veuillez déposer la figure 5 (référence vii) pour les tarifs domestiques, de même que le tableau 2 (référence vi).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.8.1.

1.9 La Figure 1 (référence viii) illustre l'ajustement tarifaire demandé. Selon cette figure, les gains d'efficacité seraient supérieurs à la croissance de la demande au Québec et donc à la croissance des charges d'exploitation prévues pour l'année projetée. Veuillez confirmer que l'ajustement tarifaire est directement causé par les coûts d'approvisionnement éoliens et par l'indexation de l'électricité patrimoniale ?

Réponse :

Le Distributeur confirme que, hormis l'impact de la révision du taux de rendement demandée par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3842-2013, estimé à 2,4 %, l'ajustement tarifaire est directement causé par les coûts des approvisionnements.

1.10 Le Distributeur indique que les coûts d'approvisionnement incluent le coût d'achat des droits d'émission faisant suite au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (Référence ix).

1.10.1 Veuillez fournir le montant de ces coûts pour l'année projetée de même qu'indiquer à quels approvisionnements ils sont attachés ?

Réponse :

Selon les modalités prévues au *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* et selon les achats planifiés sur le marché de référence, le coût s'établirait à 1 M\$.

1.10.2 De plus, veuillez indiquer si ces coûts sont liés à la production d'énergie de source thermique pour les réseaux autonomes ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.10.1

1.10.3 Si oui, veuillez indiquer si les coûts évités pour les réseaux autonomes seront ajustés pour en tenir compte ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.6.

1.11 Concernant les deux options d'électricité interruptible qui ont été approuvées au dossier R-3814-2012, veuillez déposer un suivi des résultats en termes d'interruption (puissance et consommation).

Réponse :

Dans le dossier R-3814-2012, le Distributeur proposait deux options d'électricité interruptible dans les réseaux autonomes. À ce jour, un contrat a été signé avec un client du réseau d'Opitciwan. Ce contrat, d'une durée de deux ans, prévoit une contribution annuelle maximale de 900 kW et sera effectif à compter de l'hiver 2013-2014.

1.12 (Référence x) Concernant les investissements par catégories, veuillez préciser les raisons de l'augmentation de 45 % des investissements en respect des exigences entre 2012 à 2014, qui ont augmenté de 46,6 M\$ en 2012 à 67,8 M\$ pour 2014 ?

Réponse :

Le Distributeur a mentionné au dossier R-3814-2012¹ que la baisse des investissements en 2012 s'explique par diverses contraintes auxquelles il a dû faire face. L'année 2012 n'est donc pas une année de référence standard avec laquelle des comparaisons devraient être faites.

2. MISE À JOUR DE LA TARIFICATION APPLICABLE AU NORD DU 53E PARALLÈLE

Analyse de la demande de hausse tarifaire

Références

(i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 24

2.4. Mise à jour de la tarification applicable au nord du 53e parallèle

Dans la décision D-2012-02425, la Régie a demandé au Distributeur de présenter dans son dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour de la tarification dissuasive en réseaux autonomes. À cette fin, le Distributeur a analysé la consommation des clients et les pratiques au nord du 53e parallèle afin de bien cerner la situation et ainsi, de proposer une stratégie tarifaire appropriée.

(ii) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, pages 24 et 25

¹ Voir la réponse à la question 48.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

La clientèle résidentielle des réseaux autonomes au nord du 53e parallèle bénéficie, tout comme le reste de la clientèle résidentielle, du tarif D jusqu'à concurrence de 30 kWh par jour, soit un seuil suffisant pour couvrir les usages de base d'un logement type. Toute la consommation qui excède ce seuil est facturée au prix de 32,26 ¢/kWh (au 1er avril 2013). Au prix actuel de 1,82 \$/litre (note 27) (24 ¢/kWh-équivalent), l'utilisation du mazout plutôt que de l'électricité permet au client d'économiser 25 % sur ses coûts de chauffage (note 28) : (Notre souligné)

Note 27 : Revue hebdomadaire des prix du mazout léger, semaine du 17 juin 2013, Régie de l'énergie.

Note 28 : Par rapport au prix de 32,26 ¢/kWh au 1er avril 2013.

(iii) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 25

Force est de constater que la tarification applicable au nord du 53e parallèle permet de dissuader les clients de consommer de l'électricité pour combler leurs besoins de chauffage. D'une part, tous les logements disposent d'un système de chauffage au mazout. D'autre part, la consommation au-delà de 30 kWh par jour ne représentait que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du 53e parallèle en 2012 (note 29) alors que cette proportion est de l'ordre de 50 % en réseau intégré et en réseaux autonomes au sud du 53e parallèle.

Note de bas de page no. 29 : Le tarif DM au nord du 53e parallèle ne compte qu'environ 40 abonnements et la proportion en 2e tranche s'élève à 5 % de la consommation totale.

(iv) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 25

Néanmoins, pour environ 275 abonnements au tarif D (note 30), la proportion des kilowattheures consommés en 2e tranche excède 30 % de leur consommation totale respective.

Note de bas de page no. 30 : Un seul abonnement au tarif DM.

Comme les logements disposent d'un système de chauffage au mazout, la consommation en 2e tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint, et ce, même s'il en coûte moins cher de chauffer au mazout qu'à l'électricité. (Notre soulignée)

(v) Décision D-2012-024, par. 87

[87] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y

avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge devait permettre d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur prévoit dans son plan d'équipement, pour chaque kW de demande additionnelle sur le réseau. La Régie demandait au Distributeur de clarifier ce point⁵³.

(vi) Décision D-2012-024, par. 94

[94] Ainsi, les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise, ne sont actuellement pas intégrés dans les coûts évités de puissance. Il en résulte que les coûts évités par une mesure de réduction de la demande de puissance à la pointe sont sous-estimés. (Notre souligné)

Demandes : Analyse de la demande de hausse tarifaire

2.1 Veuillez confirmer que les résultats concernant les 4900 abonnements (référence iii) n'incluent pas le réseau de Schefferville.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

2.2 Veuillez préciser si l'affirmation selon laquelle *l'utilisation du mazout plutôt que de l'électricité permet au client d'économiser 25 % sur ses coûts de chauffage* (référence ii) résulte de l'utilisation du prix du mazout de 1,82 \$/litre (référence ii) et du prix qui serait payé par le client pour le chauffage à l'électricité avec le tarif dissuasif.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

2.2.1 Veuillez indiquer si ces calculs incluent le remboursement pour le mazout découlant des PUEÉRA?

Réponse :

Non, ces calculs n'incluent pas le remboursement pour le mazout découlant du PUEÉRA puisque la presque totalité des abonnements au nord du 53^e parallèle n'y sont pas admissibles.

2.2.2 Veuillez fournir un estimé du prix moyen payé par les clients des réseaux autonomes au nord du 53^{ième} parallèle pour le mazout léger en 2013 et confirmer que le prix du mazout utilisé pour faire la comparaison n'est pas le prix payé par les clients des réseaux autonomes.

Réponse :

Comme précisé à la note 27 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0049), le prix de 1,82 \$/litre est le prix publié par la Régie pour la semaine du 17 juin 2013 dans le *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* correspondant au prix de détail moyen au Nunavik. Les prix publiés par la Régie correspondent aux prix auxquels les consommateurs ont pu se procurer leur mazout pendant la période où ils s'appliquent. Conséquemment, ils constituent la meilleure information disponible permettant au Distributeur de connaître le prix payé par les clients au Nunavik.

La publication pour la semaine du 14 octobre 2013 présente un prix de 1,88 \$/litre au Nunavik alors que la moyenne de la saison en cours, 2013-2014, est de 1,86 \$/litre.

2.2.3 Veuillez indiquer, en référence à votre réponse 1.2, l'économie réelle du client s'il utilise du mazout au prix payé au nord du 53^{ième} parallèle. (Veuillez soumettre vos calculs)

Réponse :

Compte tenu des valeurs calorifiques de l'électricité (3,6 MJ/kWh) et du mazout léger (38,85 MJ/litre) et des hypothèses de taux d'efficacité respectives des systèmes de chauffage (100 % pour l'électricité et 70 % pour le mazout léger), le prix de 1,82 \$/litre correspond à un prix de 24,1 ¢/kWh-é, soit 25 % de moins que le prix de 32,26 ¢/kWh applicable à la consommation excédant 30 kWh/jour au nord du 53^e parallèle.

2.2.4 Veuillez fournir la hausse du prix du mazout de 2013-2014 en pourcentage en utilisant les prix payés par les clients en réseaux autonomes (Référence R2.2.1) et le prix payé par le Distributeur pour sa production en réseau autonome ?

Réponse :

Le relevé pour la semaine du 17 juin 2013 cité en preuve à la pièce HQD-13, document 2 (B-0049) et en réponse à la question 2.2.2 présente également le prix de détail moyen au Nunavik pour les saisons complètes 2011-2012 (1,76 \$/litre) et 2012-2013 (1,82 \$/litre). La comparaison de ces deux moyennes permet de conclure à une augmentation du prix du mazout au Nunavik de 3,4 % entre les saisons

2011-2012 et 2012-2013. Entre la saison 2012-2013 et la saison en cours 2013-2014 (1,86 \$/litre), il s'agirait d'une hausse de 2,2 %.

Quant au prix du mazout payé pour sa production au Nunavik, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information demandée puisqu'elle est de nature commerciale.

2.2.5 Veuillez indiquer quelle serait la hausse de la deuxième tranche d'énergie pour les réseaux autonomes si elle suivait la hausse en pourcentage du prix du mazout léger défrayé par le Distributeur pour les fins de production d'électricité au nord du 53^{ième} parallèle ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.4.

Toutefois, le Distributeur ne souhaite pas faire évoluer le prix de la 2^e tranche en fonction uniquement du coût d'exploitation des centrales en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle. Une utilisation optimale des sources d'énergie permet d'éviter, ou du moins retarder, la construction de nouvelles centrales, d'où la volonté du Distributeur d'utiliser le coût évité total (puissance et énergie) comme signal de prix.

2.3 À titre comparatif en réseau intégré, concernant l'énoncé selon lequel la proportion de clients qui consomme au-delà de 30 kWh par jour est de l'ordre de 50 % en réseau intégré (référence iii), veuillez préciser le pourcentage de clients du tarif domestique D qui se chauffe à l'électricité en réseau intégré ?

Réponse :

Selon l'édition 2010 du *Sondage sur l'utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*, 74 % des ménages québécois utilisent l'électricité comme source principale d'énergie pour le chauffage.

2.3.1 Parmi cette clientèle, veuillez préciser la portion de ces clients qui dépasse 30 kWh par jour de consommation ?

Réponse :

D'abord, le Distributeur tient à rectifier l'énoncé souligné à la question 2.3. À la pièce HQD-13, document 2 (B-0049), la proportion de 50 % réfère à la proportion de la consommation totale au-delà de 30 kWh/jour

et non à la proportion de clients qui consomment au-delà de 30 kWh/jour.

Le Distributeur ne dispose pas de l'information quant à la consommation quotidienne de ses clients. Sur la base des données de consommation disponibles, il peut néanmoins affirmer que 84 % des clients au tarif D au sud du 53^e parallèle ont consommé au moins une fois en 2^e tranche au cours de l'année 2012 et que 66 % des clients avaient une consommation quotidienne moyenne supérieure à 30 kWh/jour.

2.3.2 Peut-il y avoir une proportion de clients qui se chauffe à l'électricité et qui ne dépasse pas 30 kWh en réseau intégré ? Veuillez expliquer ?

Réponse :

Oui, mais les clients chauffés à l'électricité qui ne sont jamais facturés en 2^e tranche habitent des logements ou des résidences de très petite superficie.

2.3.3 Veuillez préciser la base de calcul du 30 kWh par jour, soit le nombre de jours utilisé pour facturer à la première tranche ? S'agit-il d'une moyenne ?

Réponse :

Conformément à l'article 2.7 des *Tarifs et conditions du Distributeur*, le prix de la 1^{re} tranche d'énergie s'applique jusqu'à concurrence du produit de 30 kWh et du nombre de jours de la période de consommation.

2.4 Concernant les réseaux autonomes peut-il y avoir une proportion de clients qui utilise un chauffage d'appoint électrique et qui ne dépasse pas pour autant 30 kWh en moyenne de consommation par jour?

Réponse :

Tout comme les clients au sud, certains clients au nord du 53^e parallèle peuvent utiliser du chauffage d'appoint électrique et ne pas être facturés au prix de la 2^e tranche d'énergie.

2.4.1 Peut-il y avoir des dépassements de plus de 30 kWh dans une journée qui ne soient pas facturés au prix du tarif dissuasif ?

Réponse :

Oui, puisque le Distributeur ne facture pas sur la base de la consommation quotidienne. Voir la réponse à la question 2.3.3.

2.5 Serait-il opportun d'installer des compteurs intelligents en réseaux autonomes, afin de facturer tous les dépassements de 30 kWh sur une base journalière ?

Réponse :

Le Distributeur ne prévoit pas apporter de changements en ce sens à ses structures tarifaires, tant pour les clients ayant un compteur de nouvelle génération que pour les autres, et ce, pour des raisons d'équité.

Dans sa décision D-2012-024², la Régie mentionne qu'elle prend acte du fait que le Distributeur ne prévoit pas apporter de changement à sa pratique actuelle de facturation, notamment en ce qui a trait à la facturation pour des périodes de consommation d'environ 60 jours, avant d'avoir reçu l'autorisation préalable de la Régie. Conséquemment, la clientèle résidentielle au nord du 53^e parallèle bénéficie, au même titre que la clientèle résidentielle au sud du 53^e parallèle, des modalités d'application actuelles du tarif D.

Références (voir ci-haut)

- Référence v
- Référence iv
- Référence vi, par. 94

Préambule

Considérant l'énoncé de la Régie, selon lequel *chaque kW de demande additionnelle en réseaux autonomes se traduit globalement par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle, la Régie mentionnait dans sa décision D-2011-028 qu'il y avait lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production* (référence v) et

² Paragraphe 616.

l'analyse du Distributeur que la consommation en 2e tranche serait principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint (référence iv).

Demandes

2.6 Veuillez fournir le total de dépassement de consommation en kWh pour les 274 abonnements au tarif D et le dépassement du client au tarif DM ?

Réponse :

La consommation à la 2^e tranche des clients aux tarifs D et DM pour qui cette consommation représente plus de 30 % de leur consommation totale s'élève à 2,2 GWh sur des ventes totales de 33 GWh au nord du 53^e parallèle.

2.7 Veuillez préciser l'impact énergétique du chauffage électrique d'appoint sur la **demande en puissance** pour l'ensemble des réseaux autonomes.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas d'évaluation de l'impact en puissance spécifique au chauffage d'appoint électrique pour l'ensemble des réseaux autonomes. Voir également la réponse à la question 3.11.

2.8 Veuillez préciser (1) quels sont les coûts évités à utiliser, si on considère uniquement les coûts évités de la production d'un kWh (coût évité en mazout), puis (2) les coûts évités à utiliser si l'on considère également le coût à la marge de l'ajout d'équipement de production ?

Réponse :

Le détail des coûts évités par réseaux autonomes est présenté au tableau 2 de la pièce HQD-3, document 4.

Par exemple, pour la centrale Akulivik, le coût évité en énergie est de 43,77 ¢/kWh et le coût évité en puissance de 16,15 ¢/kWh (soit 800 \$/kW-an avec un facteur d'utilisation de 57%). Le coût évité total est donc de 59,92 ¢/kWh, soit la somme du coût évité en énergie et du coût évité en puissance.

2.9 Veuillez identifier les coûts totaux engendrés par le dépassement de consommation en considérant tous *les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise* (référence vi, par. 94) ? Veuillez préciser votre méthode de calcul.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas fait ce calcul par réseau. Cependant, ce coût peut être estimé à 1,3 M\$ en appliquant à la consommation de 2,2 GWh mentionnée en réponse à la question 2.6 la moyenne des coûts évités des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle (excluant le réseau de Schefferville), soit 59 ¢/kWh (voir à cet effet le tableau 2 de la pièce HQD-3, document 4).

3. SECTION GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

Références

- (i) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : page 3**

2. Contexte de la gestion de la demande en puissance Le Distributeur a noté différentes interprétations du terme gestion de la consommation dans ses récents dossiers réglementaires (par exemple, dans les dossiers R-3776-2011, R-3770-2011 et R-3748-2010). Afin d'assurer une compréhension plus uniforme de la terminologie utilisée, le Distributeur propose de retenir dorénavant le terme « **gestion de la demande en puissance** » en remplacement de « gestion de la consommation » pour définir toutes interventions du Distributeur auprès des clients visant à réduire les besoins en puissance du Distributeur.

- (ii) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4**

2.2.1 Gain en puissance d'une mesure La puissance est, de par sa nature, une donnée ponctuelle et variable dans le temps. Contrairement à un kWh économisé, le gain en puissance d'une mesure varie en fonction de la période et du moment où l'effacement d'une charge se produit. Pour réduire les besoins de puissance du Distributeur, une mesure doit apporter un gain coïncidant avec la pointe des besoins du Distributeur. Pour cette raison, dans le cadre de l'évaluation du PTÉ, l'analyse se restreint aux mois d'hiver et à deux périodes journalières, soit de 6 h à 9 h et de 16 h à 19 h. (Notre soulignée)

- (iii) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4**

2.2.2 Profil de puissance, reprise de charge et cumul du potentiel

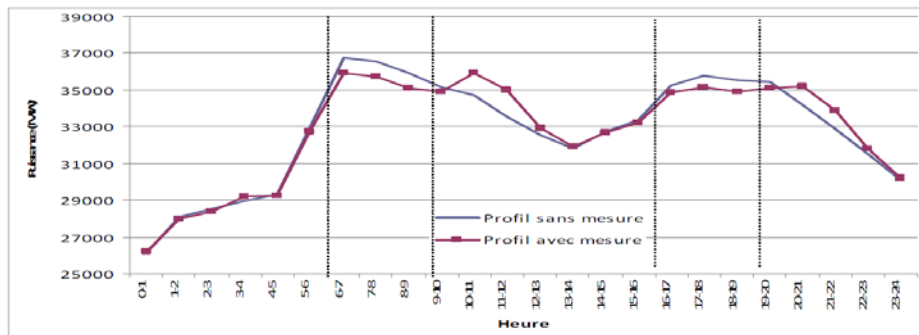
Le PTÉ des mesures de gestion de la demande en puissance est limité par le profil même des besoins de puissance du Distributeur. En effet, un grand nombre

de mesures pourraient permettre une réduction des besoins en puissance à certaines heures de la journée, mais s'accompagneraient d'une hausse à d'autres moments de la journée. Ce phénomène, appelé « reprise de charge », limite le PTÉ de la gestion de la demande en puissance. Si le potentiel visé par de telles mesures n'était pas limité, la reprise de charge créerait une nouvelle pointe à une autre heure de la journée. La figure 1 présente le profil de la journée de pointe annuelle des besoins de puissance du Distributeur avant et après l'application d'une mesure. (Notre souligné)

(...) Ainsi, le PTÉ de l'ensemble des mesures de gestion de la demande en puissance des secteurs concernés est davantage limité par les problèmes reliés à la reprise de charge que par les coûts évités. De plus, les particularités de chaque mesure quant à leur impact sur le profil horaire, ainsi que les problèmes reliés à la reprise de charge, rendent le potentiel de chacune des mesures non nécessairement additif, contrairement au PTÉ d'économies d'énergie qui est obtenu par la somme du potentiel de chacune des mesures prises individuellement.

- (iv) **État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020 : Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré : p. 4**

Figure 1 – Profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle du réseau



- (v) **R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 100**

[100] Toutefois, le coût évité unitaire, tel qu'actuellement calculé, peut être utile aux fins d'établir les tarifs dissuasifs en réseaux autonomes, en autant qu'il tienne compte des coûts réels liés à la capacité de réserve. (Notre souligné)

- (vi) **R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 26**

De plus, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes et de la nécessité qu'une attention particulière soit portée à la consommation en 2e tranche, même pour de petits volumes, par les organismes et les clients, le

Distributeur propose d'accentuer graduellement le signal de prix de la 2e tranche d'énergie pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle (note 31). (Notre souligné)

(vii) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, pages 26 et 27

Afin d'étaler les impacts tarifaires associés à cette mesure (note 32), il est proposé d'augmenter à compter du 1er avril 2014 le prix de la 2e tranche applicable au nord du 53e parallèle (à l'exclusion du réseau de Schefferville) au rythme de 8 % par année (note 33), en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques. Le prix applicable aux 30 premiers kilowattheures par jour demeurerait quant à lui identique à celui applicable en réseau intégré.

En raison de la faible consommation en 2e tranche, près de 75 % des abonnements auraient une hausse inférieure à la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques. Les abonnements les plus touchés sont ceux ayant une consommation importante en 2e tranche, le plus souvent attribuable au chauffage électrique d'appoint.

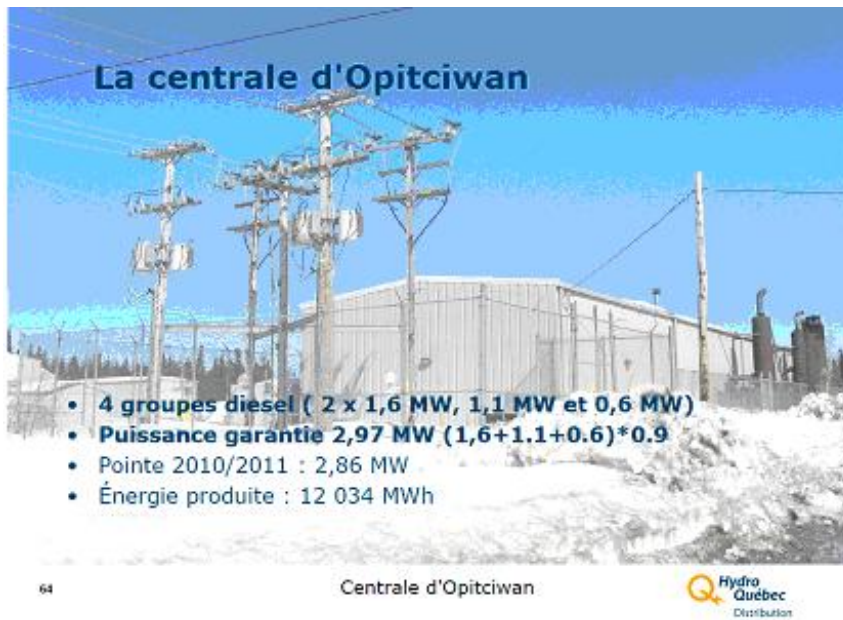
Notes de bas de pages :

31 Excluant le réseau de Schefferville dont le coût évité s'élève à 5,10 ¢/kWh, le coût évité total des 14 réseaux autonomes au nord du 53e parallèle s'élève en moyenne à 59 ¢/kWh (entre 52,74 et 67,13 ¢/kWh). Voir la pièce HQD-3, document 4, tableau 2.3.

32 Par rapport au prix de 32,26 ¢/kWh au 1er avril 2013, il s'agit d'une majoration de plus de 80 %.

33 À revenus constants, ce rattrapage permet d'atteindre le coût évité en réseaux autonomes de 59 ¢/kWh en environ 8 ans.

(viii) R-3776-2011-B-0061, page 64



(ix) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, pages 25 et 26

En effet, environ 95 % des abonnements au tarif D au nord du 53e parallèle sont détenus par des organismes qui en assument les factures. Comme ces organismes gèrent un grand nombre de factures, ils ne sont pas toujours sensibilisés au fait qu'un certain nombre de leurs abonnements ont une consommation significative en 2e tranche.

Afin d'aider la clientèle en ce sens, au-delà des mesures de sensibilisation déjà en place, le Distributeur entend intensifier ses efforts en consultant les organismes pour identifier les pistes les plus susceptibles de sensibiliser davantage la clientèle. Une des pistes serait d'aviser périodiquement les organismes qui ont des abonnements dont la consommation excède significativement 30 kWh par jour. L'objectif est de mieux cibler les interventions en vue de réduire la consommation en 2e tranche et conséquemment, la facture d'électricité.

À terme, cela permettra au Distributeur de récupérer ses coûts lorsque, malgré tous les incitatifs et les moyens de sensibilisation déployés, le client fait le choix de consommer en 2e tranche. Cette mesure est également cohérente avec la stratégie de refléter le coût évité pour la clientèle de petite et moyenne puissance. (Nos soulignés)

(x) Décision D-2012-024, par. 99

[94] Ainsi, les coûts de la capacité de réserve, qu'il faut ajouter dans un réseau isolé pour assurer la puissance garantie requise, ne sont actuellement pas

intégrés dans les coûts évités de puissance. Il en résulte que les coûts évités par une mesure de réduction de la demande de puissance à la pointe sont sous-estimés. (Notre souligné)

[95] De même, les coûts évités de puissance sont calculés chaque année sur la base des plans d'équipement de chaque réseau, en prenant en compte les mesures actuellement prévues au PGEÉ. Ces coûts évités de puissance font abstraction de l'ensemble des gains qui pourraient résulter des différentes mesures additionnelles prévues dans le potentiel technico-économique (PTÉ) de mesures d'efficacité énergétique en réseaux autonomes, **incluant des mesures de gestion de la demande en puissance**⁶⁰. **Ces nouvelles mesures ayant nécessairement un impact significatif sur les plans d'équipement, les coûts évités, tels qu'établis par le Distributeur dans le dossier tarifaire 2012-2013, ne peuvent pas être utilisés pour évaluer leur rentabilité.** De plus, la révision annuelle des plans d'équipement est la cause de la grande volatilité des coûts évités obtenus. (Notre souligné)

[98] Ainsi, la Régie considère que le Distributeur **doit calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures qui peuvent être déployées dans chacun des réseaux autonomes,** en fonction de leur impact sur le plan d'équipement de ces réseaux. **La valeur du report dans le temps du besoin d'un ajout de capacité, à la suite des mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande, doit être prise en compte.** (Notre souligné)

[99] **La Régie demande que l'impact financier des mesures du PGEÉ, y compris de celles qui pourraient découler du PTÉ à l'étude, proposé pour chacun des réseaux autonomes, soit désormais évalué en tenant compte de l'impact de ce portefeuille de mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux.**

(xi) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 6

L'impact en puissance des mesures d'économie d'énergie permet d'estimer l'impact de l'implantation complète du PTÉ d'économie d'électricité sur la demande de pointe de chaque réseau. Les mesures d'économie d'électricité sont modélisées à l'aide de simulations horaires à partir desquelles il est possible d'obtenir l'impact au moment de la pointe de chacun des réseaux. Ces simulations permettent également de tenir compte des effets croisés, des effets cumulatifs, de l'impact de la masse thermique des bâtiments et des conditions météorologiques de chaque région.

3. Demandes

3.1 Dans son rapport sur le Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance –réseau intégré de l'état d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur demande d'utiliser le terme **gestion de la demande en puissance** au lieu de *gestion de la consommation* (Référence i). Veuillez préciser si les

moyens de sensibilisation pour réduire l'usage de chauffage d'appoint sont des moyens de gestion de la demande en puissance?

Réponse :

Aucun moyen relatif au chauffage d'appoint n'a été identifié dans le rapport du Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance de la référence (i). Par ailleurs, toute intervention auprès des clients visant à réduire les besoins de puissance du Distributeur constitue un moyen de gestion de la demande en puissance.

3.2 Veuillez confirmer que ce moyen ne s'accompagnera pas d'une reprise de charge ?

Réponse :

Compte tenu de la réponse à la question 3.1, le Distributeur ne peut pas le confirmer. Il rappelle que le phénomène de reprise de charge est associé à toute mesure de déplacement de la consommation d'une période à une autre. Ce phénomène est accentué lorsqu'un grand nombre de clients reprennent la consommation au même moment. Voir également les réponses aux questions 2.7 et 3.11.

3.3 Veuillez confirmer que ce moyen de sensibilisation vise présentement à transférer une charge électrique par une charge de chauffage au mazout ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

3.4 Veuillez confirmer qu'il ne s'agit pas d'efficacité énergétique ?

Réponse :

L'efficacité énergétique est constituée de trois axes d'intervention, soit les économies d'énergie, la gestion de demande en puissance et l'utilisation efficace de l'énergie.

3.5 Serait-il possible de réduire les coûts relatifs aux réseaux autonomes par d'autres moyens de gestion de la demande en puissance, par lesquels les clients réduiraient leur consommation, mais cette fois-ci à la première tranche, soit leur consommation en dessous de 30 kWh par jour et ce sans qu'il y ait de reprise de charge ?

Réponse :

Dans sa planification, le Distributeur considère toutes les options qui lui permettent de réduire ses coûts de fourniture de l'électricité dans les réseaux autonomes.

3.5.1 Si oui, sans considérer le champ des programmes en efficacité énergétique, veuillez identifier ces autres moyens ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.5.

3.6 Le Distributeur propose une hausse graduelle (référence viii) des tarifs dissuasifs afin de récupérer ses coûts (référence ix) jusqu'à la valeur des coûts évités évaluée à 59 ¢/kWh sur une période de 8 ans (référence viii : note de bas de page 33) :

3.6.1 Veuillez préciser si l'objectif du Distributeur est de récupérer par cette stratégie **uniquement ces coûts** pour la portion située au-delà de la consommation de base de 30 kWh par jour ?

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que la mise à jour de la tarification applicable au nord du 53^e parallèle ne vise pas à résorber le déficit des réseaux autonomes. L'objectif du Distributeur est d'inciter les consommateurs à faire un bon usage de l'électricité ce qui, dans le présent cas, se traduit principalement par l'utilisation du mazout comme source d'énergie pour le chauffage. Comme la consommation en 2^e tranche au nord du 53^e parallèle est principalement attribuable au chauffage électrique d'appoint et qu'elle est substituable en présence d'un système de chauffage au mazout, le Distributeur ne récupérerait idéalement aucun revenu en 2^e tranche.

Pour parvenir à dissuader les clients à consommer au-delà de 30 kWh/jour, le Distributeur propose deux avenues. D'une part, outre les mesures de sensibilisation et les programmes d'efficacité énergétique déjà en place, le Distributeur entend consulter les organismes pour identifier les pistes les plus susceptibles de sensibiliser davantage la clientèle à l'importance d'éviter le chauffage électrique et d'utiliser l'électricité efficacement. D'autre part, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes et de la nécessité qu'une attention particulière soit portée à la consommation en 2^e tranche, même pour de petits volumes, par les organismes et les clients, le Distributeur propose d'accentuer graduellement le signal de

prix de la 2^e tranche d'énergie pour qu'il reflète à terme le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle.

Bien que le niveau de la cible diffère, cette stratégie est cohérente avec la stratégie tarifaire approuvée par la Régie pour le tarif D au sud du 53^e parallèle. Par sa proposition, le Distributeur souhaite refléter l'équivalent de son coût évité pour toute la consommation domestique au-delà du seuil de 30 kWh/jour, tant celle au sud que celle au nord du 53^e parallèle.

La mise à jour de la tarification applicable au nord du 53^e parallèle répond ainsi à la préoccupation de la Régie à l'effet que l'actuel prix de la 2^e tranche d'énergie en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle soit largement inférieur au coût évité en réseaux autonomes et, tel que mentionné dans la décision D-2012-024, que ce dernier peut être utile aux fins de l'établissement du tarif dissuasif.

3.6.2 Veuillez indiquer si la valeur des coûts évités évaluée à 59 ¢/kWh tient compte des coûts réels liés à la capacité de réserve. (Référence v) ?

Réponse :

Les coûts évités correspondent aux coûts associés, d'une part, à la production d'un kWh additionnel et, d'autre part, à l'ajout d'un kW de capacité additionnel.

Voir aussi la réponse à la question 10.1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

3.7 Afin de s'assurer que l'augmentation du tarif dissuasif ne sera pas l'unique moyen mis en place par le Distributeur pour résoudre la problématique des déficits récurrents de ces réseaux, veuillez préciser si d'autres moyens que la hausse tarifaire seront mis en place pour réduire les coûts pour la consommation qui dépasse 30 kWh par jour ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.6.1.

3.8 Veuillez préciser si le Distributeur mettra en place d'autres moyens permettant de réduire les coûts pour la première tranche de consommation de moins de 30 kWh, qui n'est pas visée par la hausse de 8 % additionnelle aux hausses annuelles des tarifs du réseau intégré ?

Réponse :

À la suite de l'examen du PTÉ dans les réseaux autonomes, le Distributeur procédera à l'analyse du potentiel réalisable et déploiera

tous les efforts requis pour exploiter commercialement les mesures qui y sont identifiées.

3.9 Veuillez préciser le total des coûts qui pourraient être récupérés lorsque le signal de prix de la 2^e tranche d'énergie reflètera le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle ? Plus précisément pour l'année 2014, veuillez indiquer les coûts non récupérés, excluant ceux concernant les 30 premiers kWh par jour.

Réponse :

Le Distributeur souligne que dans la très grande majorité des cas, la tarification applicable au nord du 53^e parallèle permet de dissuader les clients de consommer de l'électricité pour combler leurs besoins de chauffage. À preuve, la consommation au-delà de 30 kWh par jour ne représente que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du 53^e parallèle en 2012 alors que cette proportion est de l'ordre de 50 % en réseau intégré et en réseaux autonomes au sud du 53^e parallèle.

Considérant que la consommation à la 2^e tranche d'énergie représente 12 % des 33 GWh consommés par les 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du 53^e parallèle (voir la pièce HQD-13, document 2 (B-0049), section 2.4), les coûts qui y sont associés sont estimés à 2,3 M\$. Ce coût représente 1 % du coût de service total de 233,9 M\$ en réseaux autonomes (voir la pièce HQD-1, document 4 (B-0012), page 7).

Voir également la réponse à la question 3.6.1.

3.10 En lien avec la hausse tarifaire demandée au présent dossier, est-il vrai de constater que l'énergie consommée par la clientèle des réseaux autonomes n'est pas impactée par l'indexation de l'énergie patrimoniale, ni par la hausse des coûts d'approvisionnement due à l'intégration de blocs d'énergie éolienne ?

Réponse :

En matière de répartition du coût de service, et conformément à l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, les réseaux autonomes sont exclus du volume de consommation patrimoniale, ce qui implique qu'ils ne sont pas touchés par l'indexation. Les réseaux autonomes ne sont pas non plus affectés par les coûts d'approvisionnement liés à l'énergie éolienne, leurs centrales étant majoritairement alimentées par des combustibles. Par contre, la stratégie tarifaire appliquée à la clientèle des réseaux autonomes est la même que celle de l'ensemble de clientèle.

Références (Voir ci-haut)

- Référence x, par.94
- Référence x, par.99
- Référence iv, figure 1
- Référence viii
- Référence xi

Préambule

Compte tenu du fait que les besoins en équipements sont gérés individuellement, par réseau autonome, l'impact du chauffage d'appoint aura des impacts spécifiques **sur chaque réseau isolé** selon le niveau de la puissance de garantie requise (Référence x, par.94). Considérant que la Régie indique au Distributeur qu'il doit calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures qui peuvent être déployées dans chacun des réseaux autonomes et qu'également la valeur du report dans le temps du besoin d'un ajout de capacité, à la suite notamment de la mise en place de mesures de gestion de la demande, doit être prise en compte (Référence x, par.99).

Demandes

3.11 Veuillez indiquer en termes (1) de puissance et (2) d'énergie, l'impact annuel lié au chauffage d'appoint et ce pour chaque réseau isolé au nord du 53^{ième} parallèle.

Réponse :

L'analyse du profil de la demande d'électricité des réseaux isolés au nord du 53^e parallèle (excluant Schefferville) suggère que la consommation attribuable au chauffage d'appoint pourrait atteindre de 5 à 10 % de la consommation annuelle totale.

Le Distributeur n'est toutefois pas en mesure de déterminer précisément l'impact du chauffage d'appoint sur la demande en puissance à la pointe. D'une part, cette évaluation est complexe étant donné la faible part du chauffage d'appoint et l'ensemble des conditions d'occurrence des autres usages. D'autre part, le Distributeur ne dispose pas d'information sur le nombre et le type d'équipements de chauffage d'appoint utilisés ni sur la manière selon laquelle ils sont utilisés.

3.12 Veuillez préciser l'impact financier du chauffage électrique d'appoint sur la demande en puissance et en énergie, et ce par réseau autonome en utilisant :

3.12.1 Uniquement les coûts évités de la production d'un kWh (coût évité en mazout) ?

Réponse :

Sur la base d'un coût évité en énergie moyen de 43 ¢/kWh³, l'impact financier du chauffage électrique d'appoint estimé en réponse à la question 3.11 oscillerait entre 1,6 et 3,2 M\$, ce qui représente entre 0,7 % et 1,7 % du coût de service total de 233,9 M\$⁴ en réseaux autonomes.

3.12.2 En considérant également le coût à la marge de l'ajout d'équipement de production ?

Réponse :

Sur la base d'un coût évité (énergie et puissance) moyen de 59 ¢/kWh⁵, l'impact financier du chauffage électrique d'appoint estimé en réponse à la question 3.11 oscillerait entre 2,2 et 4,5 M\$, ce qui représente entre 1 % et 1,9 % du coût de service total de 233,9 M\$⁶ en réseaux autonomes.

3.13 Veuillez fournir **par réseau**, le profil de puissance lors de la journée de la pointe annuelle qui y est associée. Veuillez appuyer votre réponse en fournissant la figure des profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle pour chacun des réseaux autonomes. A titre illustratif, veuillez-vous référer aux profils de puissance lors de la journée de la pointe annuelle du réseau intégré (référence iv).

Réponse :

Les figures R-3.13 présentent un profil de puissance lors de la journée de pointe pour les réseaux dont l'information est disponible. Les valeurs horaires correspondent à la puissance moyenne pour chaque heure de la journée de pointe d'hiver 2011-2012 (à l'exception d'Ivujivik avec la journée de pointe d'hiver 2010-2011).

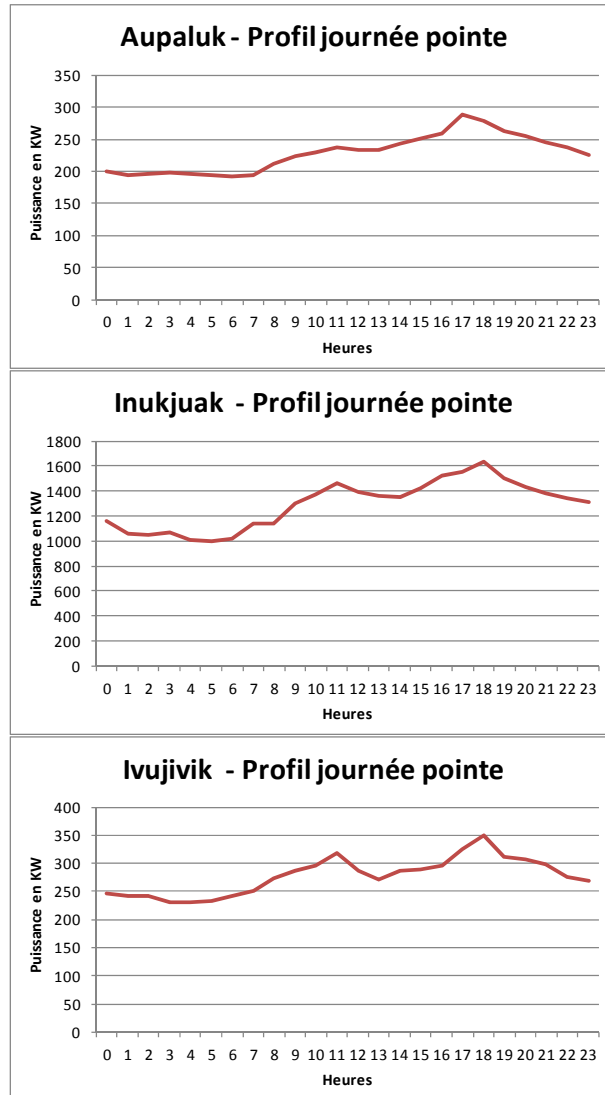
³ Voir le tableau 2 de la pièce HQD-3, document 4 (B-0017).

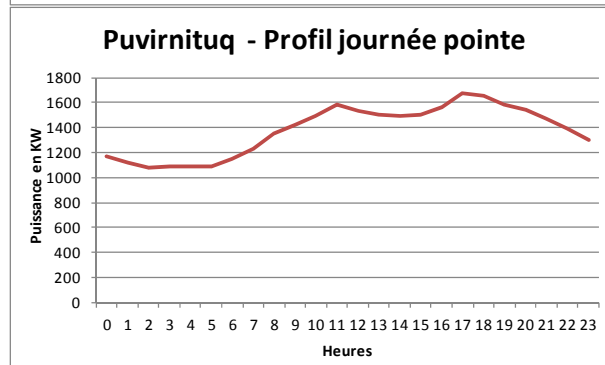
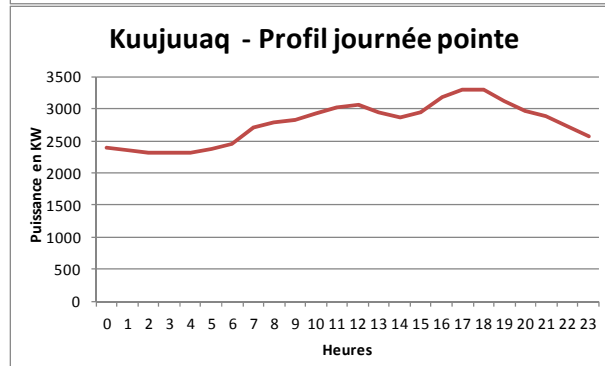
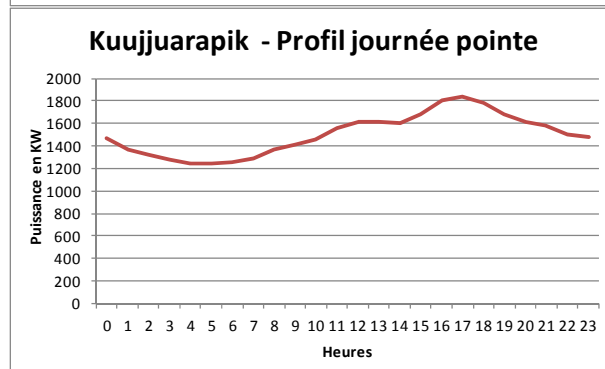
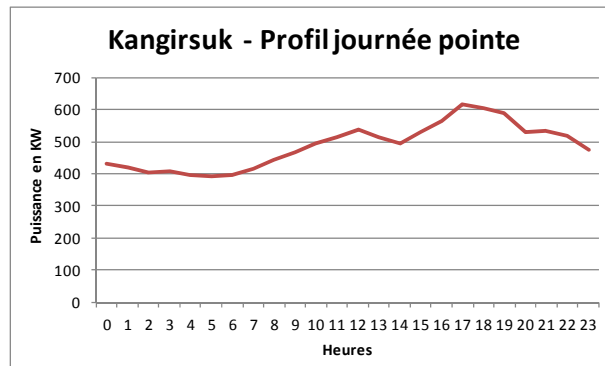
⁴ Voir la pièce HQD-1, document 4 (B-0012), page 7.

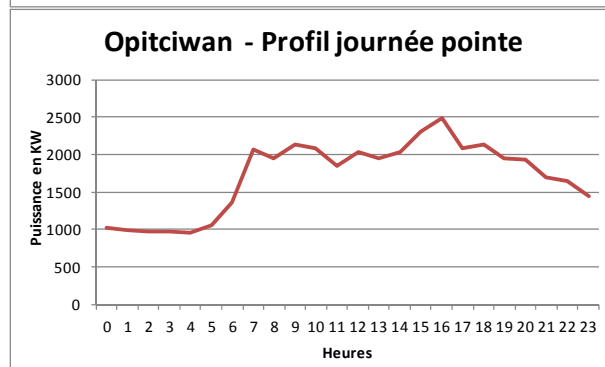
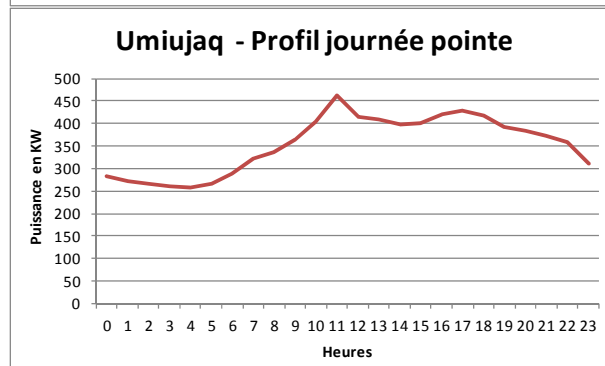
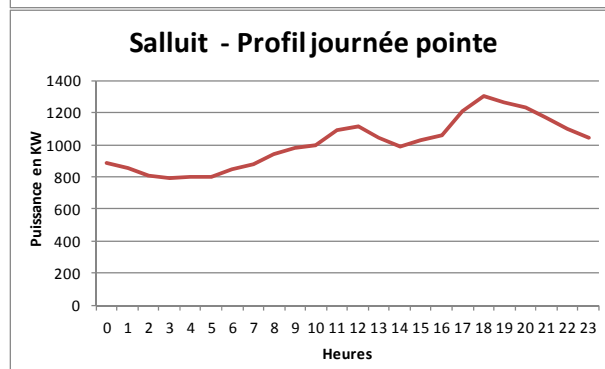
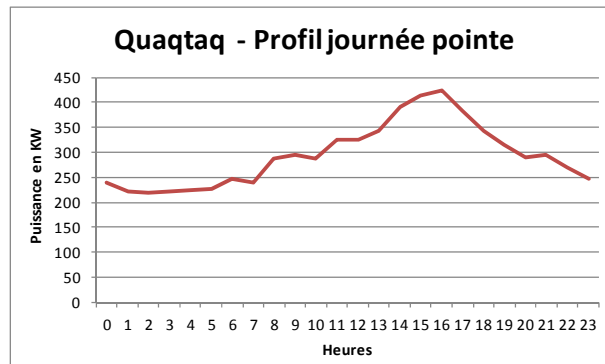
⁵ Voir le tableau 2 de la pièce HQD-3, document 4 (B-0017).

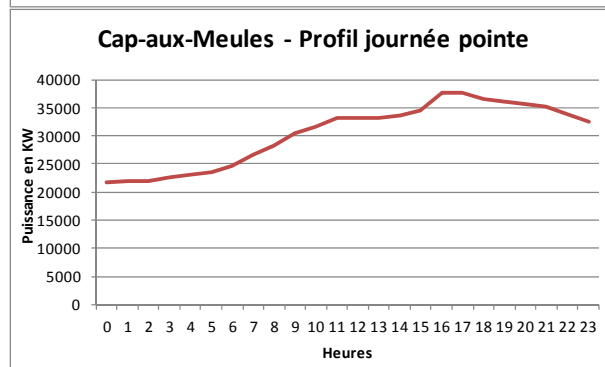
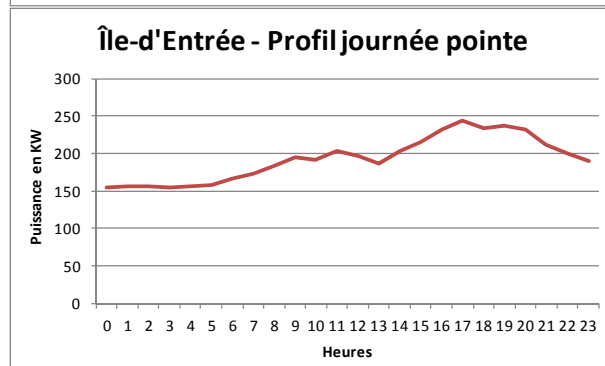
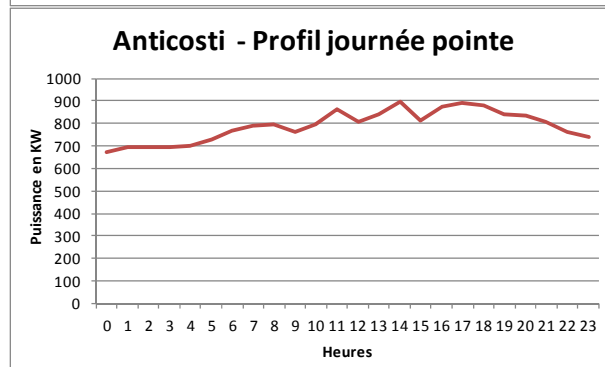
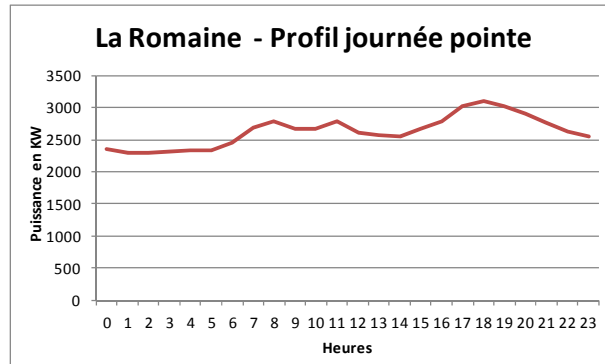
⁶ Voir la pièce HQD-1, document 4 (B-0012), page 7.

**FIGURES R-3.13
PROFIL HISTORIQUE DE PUISSANCE À LA JOURNÉE DE POINTE
PAR RÉSEAU AUTONOME**









3.14 De plus, pour chacun des réseaux autonomes au nord du 53^{ième} parallèle, veuillez identifier l'impact du chauffage d'appoint sur la pointe de ce réseau. A titre illustratif, concernant le réseau d'Opiticiwan, on constatait au dossier R-3776-2011 que la puissance garantie nécessaire était de 2,97 MW, alors que sa pointe 2010/2011 était de 2,86 MW (référence viii). Veuillez tout d'abord mettre à jour ces informations pour chacun des réseaux au nord du 53^{ième} parallèle et puis identifier l'impact du chauffage d'appoint sur la pointe de ce réseau.

Réponse :

Pour ce qui est de l'impact du chauffage d'appoint sur la pointe, voir la réponse à la question 3.11.

Le tableau R-3.14 présente l'information sur la pointe et la puissance garantie à l'hiver 2012-2013 pour les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle.

**TABLEAU R-3.14
POINTE ET PUISSANCE GARANTIE DES RÉSEAUX
AU NORD DU 53^E PARALLÈLE
PAR RÉSEAU AUTONOME**

En MW	Hiver 2012-2013	
	Pointe	Puissance garantie
Akulivik	0,65	0,54
Aupaluk	0,33	0,41
Inukjuak	1,60	2,33
Ivujivik	0,39	0,55
Kangiqualujuaq	0,90	1,01
Kangisujuaq	0,74	0,86
Kangirsuk	0,68	0,81
Kuujuaq	3,45	4,50
Kuujuarapik	2,01	2,04
Puvirnituaq	1,85	2,04
Quaqtaq	0,51	0,62
Salluit	1,36	1,54
Tasiujaq	0,48	0,48
Umiujaq	0,53	0,59

3.15 En lien avec le PTÉ (référence xi), pour le cas du chauffage d'appoint, est-il possible de faire une simulation horaire afin d'obtenir l'impact de la pointe de chacun des réseaux autonomes ?

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de simulations horaires du chauffage d'appoint.

Voir également la réponse à la question 3.11.

4. SECTION tarifs généraux

Références

- (i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 25, Tarifs généraux**

Le Distributeur ne propose pas de modification aux modalités d'application des tarifs généraux au nord du 53e parallèle. De plus, puisqu'il excède déjà le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53e parallèle, le Distributeur propose de continuer de faire évoluer le prix dissuasif au rythme de la hausse tarifaire moyenne, et ce, tant et aussi longtemps qu'il sera supérieur au coût évité.

- (ii) R-3776-2011, Décision D-2012-024, par. 100**

[100] Toutefois, le coût évité unitaire, tel qu'actuellement calculé, peut être utile aux fins d'établir les tarifs dissuasifs en réseaux autonomes, en autant qu'il tienne compte des coûts réels liés à la capacité de réserve. (Notre souligné)

Demandes

4.1 Veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'ajuste pas les tarifs généraux au nord du 53e parallèle pour qu'ils s'ajustent au coût évité, qui sont inférieurs à ce tarif ?

Réponse :

Le Distributeur n'entend pas diminuer le prix puisque cette diminution donnerait un signal de prix à la clientèle contradictoire à l'objectif du Distributeur qui est de dissuader l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau et pour toute autre application thermique non autorisée.

4.2 Veuillez préciser si le coût évité dont fait mention le Distributeur tient compte des coûts réels liés à la capacité de réserve (Référence : ii) ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.6.2.

5. Introduction au service complet d'éclairage public d'un tarif applicable à un nouveau luminaire à diodes électroluminescentes (DEL)

Références

- (i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, page 27 et 28

2.5. Service complet d'éclairage public

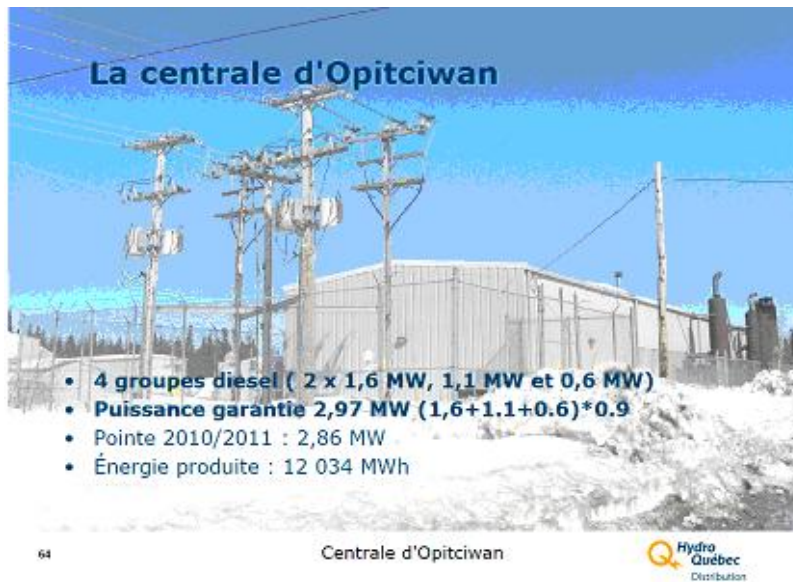
Le Distributeur prévoit remplacer au cours des prochaines années des luminaires à vapeur de sodium à haute pression (« luminaire SHP ») du service complet d'éclairage public par des luminaires à diodes électroluminescentes (« luminaire DEL »). (...)

Il est proposé d'introduire un tarif applicable au nouveau luminaire DEL offert au service complet d'éclairage public établi de manière à couvrir le coût total associé au service complet d'éclairage public, soit la fourniture et l'exploitation du luminaire sélectionné, son entretien³⁷ ainsi que son alimentation électrique.

Le coût de l'alimentation électrique est calculé en fonction d'une consommation estimée et du prix de l'énergie au service général d'éclairage public. Sur la base des coûts actualisés sur une durée d'utilité de 16 ans et compte tenu de l'ajustement tarifaire proposé, le prix applicable au luminaire DEL de 6 100 lumens (ou 65 W) s'élèverait à 21,81 \$ par luminaire par mois au 1er avril 2014.

Pour les titulaires d'un abonnement au service complet d'éclairage public, ce remplacement de luminaire représente une baisse du prix d'environ 5 % par rapport à celui du luminaire offrant un service équivalent, soit le luminaire SHP 8 500 lumens (ou 100 W). À l'instar des autres tarifs du service complet d'éclairage public, le Distributeur propose d'ajuster ce prix annuellement en fonction de l'ajustement tarifaire moyen du tarif G autorisé par la Régie. (Nos souligné)

- (ii) R-3776-2011-B-0061-SEANCE DE TRAVAIL, page 64



5. Demandes

5.1 Veuillez préciser si le service complet d'éclairage public est offert en réseaux automnes au nord du 53eme parallèle ?

Réponse :

Le service complet d'éclairage public est offert au nord du 53° parallèle.

5.2 Veuillez indiquer si tous ces réseaux sont couverts par le service complet d'éclairage public ?

Réponse :

Les municipalités des 14 réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle sont toutes titulaires d'abonnements au service complet d'éclairage public.

5.3 Veuillez préciser si le tarif proposé tient compte des coûts évités dans le cas du service complet d'éclairage public offert en réseaux automnes au nord du 53eme parallèle ?

Réponse :

Le tarif applicable est le même qu'en réseau intégré et ne tient pas compte des coûts évités au nord du 53^e parallèle.

5.4 Veuillez préciser si le prix applicable au luminaire DEL, soit le prix de 21,81 \$ par mois au 1er avril 2014 est le même pour toutes les municipalités, qu'elles soient situées au sud ou au nord du 53eme parallèle ?

Réponse :

Oui. Voir la réponse à la question 5.3.

5.5 Concernant la baisse du prix d'environ 5 %, veuillez préciser si cette baisse tient compte du facteur d'appel de puissance de ces luminaires et de son facteur de puissance, ou uniquement de la consommation en kWh?

Réponse :

Le coût associé à l'alimentation électrique du luminaire DEL proposé est établi en appliquant le tarif du service général d'éclairage public à la consommation en kilowattheures de ce luminaire.

Le facteur de puissance des luminaires DEL de bonne qualité, notamment celui sélectionné pour le service complet d'éclairage public, est supérieur à 90 %.

5.6 A titre d'illustration, pour évaluer l'impact de ce nouveau service sur les besoins en puissance des réseaux autonomes, on constate que la puissance garantie du réseau d'Opitciwan était de 2,97 MW, alors que sa pointe 2010/2011 était de 2,86 MW (Référence ii). Veuillez préciser si le réseau Opitciwan est abonné à l'éclairage public complet offert par le Distributeur ?

Réponse :

Cette municipalité n'a pas d'abonnement au service complet d'éclairage public. Elle ne peut donc servir à illustrer l'impact du remplacement des luminaires SHP du service complet d'éclairage public par des luminaires DEL.

Voir également la réponse à la question 5.9, où le Distributeur évalue l'impact potentiel du remplacement des luminaires SHP du service complet d'éclairage public dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle par des luminaires DEL.

5.7 Pour le réseau Opitciwan êtes-vous en mesure de quantifier l'appel de puissance qui résulte de l'éclairage public entre 16h00 (ou 15h00) et 19h00 ? Ou de nous fournir un ordre de grandeur ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.6.

Par ailleurs, le Distributeur précise qu'il ne dispose pas de mesurage horaire spécifique à l'éclairage public.

5.8 En ajustant les données de la pointe 2010/2011 de 2,86 MW, pour celles de 2013/2014, veuillez quantifier la valeur de la pointe qui résulte de l'éclairage public et ce en termes d'énergie et de coûts évités ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.6 et 5.9.

5.9 Une réduction de la pointe d'éclairage peut-elle contribuer à retarder l'augmentation des investissements requis pour assurer la puissance garantie ?

Réponse :

Comme les luminaires DEL ont une puissance appelée plus faible que les luminaires SHP, ils peuvent contribuer à réduire la pointe. Toutefois, le Distributeur anticipe que l'impact sur les investissements requis pour assurer la puissance garantie sera marginal considérant le nombre de luminaires installés en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, là où le Distributeur souhaite en premier lieu procéder au remplacement des luminaires.

En effet, le remplacement des quelque 1 400 luminaires SHP du service complet installés au nord du 53^e parallèle par des luminaires DEL permettrait de réduire, au mieux, de 83 kW les besoins à la pointe et de 346 MWh les besoins annuels d'énergie des réseaux autonomes situés au nord du 53^e parallèle (15,5 MW à l'hiver 2012-2013 et 82,4 GWh en 2012), soit une réduction d'environ 0,5 %.

6. MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TEXTE DES TARIFS, NOTAMMENT L'INTRODUCTION DE NOUVELLES MODALITÉS DÉCOULANT DES MODIFICATIONS APPORTÉES À LA LOI

Référence

- (i) HQD-1, doc. 1, p. 10

«Les *Tarifs et conditions du Distributeur* font l'objet de modifications découlant des changements à la LRÉ et à l'offre tarifaire ou de modifications visant à préciser ou harmoniser la formulation des modalités actuelles.»

6. Demandes

6.1 Veuillez identifier les dispositions des *Tarifs et conditions du Distributeur* dont les modifications découlent de changements à la Loi sur la Régie de l'énergie entrés en vigueur en 2013?

Réponse :

Outre le retrait de la définition de client industriel au chapitre 1 des *Tarifs et conditions du Distributeur*, les modifications découlant des changements à la *Loi sur la Régie de l'énergie* sont celles associées au fait que le tarif L est dorénavant réservé aux abonnements qui utilisent l'électricité principalement pour une activité industrielle et à l'introduction du tarif LG. Ces modifications, détaillées aux sections 2.1, 3.1 et 3.2 de la pièce HQD-13, document 2 (B-0049), se retrouvent aux chapitres 5 et 6 des *Tarifs et conditions du Distributeur* à la pièce HQD-13, document 4 (B-0051).

6.2 Veuillez indiquer, pour chacune de ces dispositions, de quel article précis de la *Loi sur la Régie de l'énergie* la modification découle?

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

B. BUDGET 2014 – PGEÉ ET RÉSULTATS DES TNT

Références

- (i) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1, Analyses économiques, page 25 Tableau 7

TABLEAU 7
 RÉSULTATS DES TESTS ÉCONOMIQUES (EN M\$ ACTUALISÉS)

M\$ actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel	78	145	-45
Marché affaires - commercial et institutionnel	145	203	-27
Marché affaires - industriel	41	69	-17
Réseaux autonomes	3	1	2
Innovations technologiques et commerciales	-8	5	-12
Gestion de la demande en puissance	1	0	1
Tronc commun	-13	0	-13
Total programmes et activités HQD	247	423	-111

- (ii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 4.1.1, Analyses de sensibilité Tableau 8, page 26**

TABLEAU 8
 RÉSULTATS DES ANALYSES DE SENSIBILITÉ POUR L'ENSEMBLE DU PGEÉ

M\$ actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Scénario de Référence	247	423	-111
Scénario Défavorable	89	293	-156
Scénario Favorable	419	553	-52

- (iii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, Tableau 1 PTÉ d'économie d'électricité par usage –Horizon 5 ans (en MWh), page 8**

Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Éclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	955	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
TOTAL	37 950	15 214	8 184	5 684	3 315	70 347	100%
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

- (iv) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, Annexe C, Tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014), p. 42.**

**Réponses à la demande de renseignements n°2
 du GRAME**

TABLEAU C-2
ANALYSES ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014)

en ¢/kWh actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic - résidentiel	5,79	8,76	-1,76
Mieux consommer - résidentiel	4,50	7,42	-1,72
Offre Ménages à faible revenu	-4,60	7,98	-11,37
Récupération des frigos et congélos éneergivores	1,35	9,73	-7,21
Approche intégrée - nouvelles constructions	3,03	4,38	-0,06
Sous-total Marché résidentiel	4,25	7,95	-2,49
Marché affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	3,29	7,31	-2,77
OIEÉB	5,24	7,22	-0,88
Bâtiments HQD	4,15	0,00	4,15
Sous-total Marché affaires - CI	5,12	7,18	-0,96
Marché affaires - Industriel			
OIEÉSI	3,31	5,53	-1,34
Petites et moyennes industries	3,69	6,96	-2,19
Grandes industries	2,88	3,96	-0,40
Sous-total Marché affaires - Industriel	3,31	5,53	-1,34
Réseaux autonomes	33,91	11,20	23,95
Innovations technologiques et commerciales			
Projets de R-D du LTÉ	nil	nil	nil
IDÉE	nil	nil	nil
PISTE	2,04	9,60	-6,30
Sous-total Innovations technologiques et commerciales	-17,22	9,60	-25,57
Tronc Commun	nil	nil	nil
Ensemble du PGEÉ HQD	4,13	7,10	-1,87

Note : Les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement. Le programme chauffe-eau à 3 trois éléments ne figure pas le tableau ci-dessus, car les gains sont en puissance et non en énergie.

Demandes

7.1 Veuillez confirmer que seuls les programmes en réseaux autonomes et en gestion de la demande en puissance (référence i) exercent un impact à la baisse sur les tarifs du Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

7.2 Au tableau 7, (Référence i) on constate que le test du participant (ci-après, le TP) est très élevé pour le marché résidentiel, de même que celui pour le marché affaires – commercial et institutionnel, soit respectivement de 145 M\$ et de 203 M\$, avec des tests de neutralité tarifaire (TNT) respectivement de -45 M\$ et de -27 M\$.

7.2.1 Veuillez expliquer pourquoi le résultat des TNT pour le marché résidentiel est de -45 M\$, alors que le TP est de 145 \$M (Référence i) ? Plus précisément veuillez expliquer pourquoi le test du participant est positif? Y-a-t-il des programmes qui influencent ces résultats, si oui, lesquels ?

Réponse :

Le Distributeur rappelle les définitions du test du participant (TP) et du test de neutralité tarifaire (TNT) :

TP = Facture évitée (client) – coût d’implantation de la mesure (client)

TNT = Coût évités HQD – (coût du programme HQD + perte de revenus)

Le TP est positif lorsque les économies des clients sur leur facture sont supérieures au coût qu’ils défraient pour implanter la mesure d’économie d’énergie. Tous les programmes déployés par le Distributeur ont nécessairement un TP positif, puisque les clients doivent avoir un avantage économique à y participer.

Quant au TNT, le test est négatif lorsque les coûts évités du Distributeur sont inférieurs à la somme des coûts de déploiement du programme et de la perte de revenus provenant de la diminution de la consommation du client.

7.2.3 Veuillez expliquer pourquoi le résultat des TNT pour le marché affaires – commercial et institutionnel est de -27 M\$, alors que le TP est de 203 M\$ (Référence i)? Plus précisément veuillez expliquer pourquoi le test du participant est positif ? Y-a-t-il des programmes qui influencent ces résultats, si oui, lesquels ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.2.1.

7.3 Concernant le tableau 8 (Référence ii), résultats des analyses de sensibilité pour l’ensemble du PGEÉ, veuillez préciser sur quelles bases ont été choisis les scénarios défavorable et favorable ou de référence. Plus précisément, ces scénarios sont-ils balisés pour tenir compte de la croissance du PIB, sur une analyse économique de

l'emploi au Québec, sur la capacité de la clientèle d'entreprendre des investissements en efficacité énergétique, ou bien sur un estimé de l'augmentation des prix de l'énergie, dont celui de l'électricité ?

Réponse :

Voir le paragraphe 444 de la décision D-2010-022, de même que les paragraphes 520 et 521 de la décision D-2011-028.

7.4 En référence à votre réponse 7.3, veuillez fournir de votre expérience de gestion des programmes du PGEÉ, quels sont les facteurs qui favorisent l'atteinte d'un scénario favorable ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.3. L'analyse de sensibilité sert à démontrer la robustesse de la planification du PGEÉ dans son ensemble et elle est réalisée selon la méthodologie autorisée.

7.5 Quelles sont les actions que le Distributeur pourrait mettre en place via son PGEÉ pour améliorer les résultats de l'analyse économique et ainsi réduire l'impact sur les tarifs ?

Réponse :

Le Distributeur établit les modalités de ses programmes en fonction de différents paramètres, notamment le coût du programme, les économies d'énergie obtenues, le niveau d'aide financière et le résultat des analyses économiques. Ces modalités sont également fonctions du potentiel technico-économique et des informations de marché, notamment les barrières commerciales, les acteurs du marché, de même que le coût et le surcoût des mesures considérées.

Une fois un programme déployé, le Distributeur peut procéder à des ajustements au programme à chaque demande budgétaire en fonction des résultats observés ou des rapports d'évaluation réalisés.

7.6 Par exemple, le niveau de l'aide des programmes du PGEÉ pourrait-il être ajusté, pour tenir compte soit d'un scénario favorable ou d'un scénario défavorable, de sorte à maintenir constante l'offre de programme, en réduisant l'impact sur les tarifs ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.5.

7.7 Par exemple, outre la détermination initiale des aides financières pour tenir compte notamment de facteurs tels que les coûts de la mesure pour le participant ou l'état de transformation du marché, pourrait-il y avoir un mécanisme d'ajustement des aides financières subséquentes qui serait basé sur les résultats obtenus aux tests ? En d'autres mots, ces tests pourraient-ils servir à ajuster les aides financières de manière objective en fonction des résultats obtenus ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.5.

7.8 Pour le cas des réseaux autonomes, veuillez présenter le tableau 8 (référence ii), avec une analyse de sensibilité défavorable et favorable. Veuillez de plus expliquer le choix des scénarios retenus, y compris le choix du scénario défavorable.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.4.

7.9 En lien avec le potentiel technico-économique déposé (référence iii), veuillez identifier un scénario favorable de réalisation tenant compte du PTÉ d'économie pour un horizon de 5 ans.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.4.

7.10 Pour le cas des réseaux autonomes, compte tenu des résultats positifs pour le TNT, veuillez préciser les actions qui peuvent être entreprises pour augmenter les résultats en efficacité énergétique et accroître l'impact à la baisse sur les tarifs. Par exemple, une augmentation significative des aides financières des programmes existantes pourrait-elle faire évoluer les résultats du scénario de référence de manière significative ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.5.

7.11 Pour le cas des réseaux autonomes, le tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (référence iv) indique que le test du participant (TP) exprimé en cent par kWh est nettement inférieur au TNT, alors que pour tous les autres programmes en réseau intégré, le phénomène est inversement proportionnel. Veuillez confirmer que cela indique que globalement, un tel participant a un impact à la baisse sur les tarifs ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

7.12 En référence à la question 7.11, veuillez confirmer également que ce participant, pourrait recevoir une aide significativement plus élevée sans que le TNT en soit affecté.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.5.

C GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE :

Références

- (i) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20**

«Le Distributeur prévoit mettre l'accent en 2014 sur le maintien des moyens existants et le développement de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance. Pour ce faire, le budget demandé en 2014 s'élève à environ 2 M\$.»

- (ii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe B, TABLEAU B-1 HYPOTHÈSES DE CALCUL 2014, Page 37**

Gestion de la demande en puissance

Programmes	Nombre * (unités/projets)	Gain unitaire moyen net ** (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)
Gestion de la demande en puissance Chauffe-eau à trois éléments	30 741	0,1 kW	3,1 MW

- (iii) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, document 1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie, p. 47**

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2013-037 Marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA.	[543] La Régie note que le Distributeur n'a pas présenté dans le présent dossier le suivi demandé sur l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires et s'attend à ce que celui-ci apparaisse dans l'analyse du PTÉ pour de telles mesures en RA. <i>(Note omise)</i>	Le Distributeur a effectivement intégré des mesures d'énergie renouvelable, incluant les technologies solaires, dans l'évaluation du PTÉ des mesures qui pourraient être implantées chez les clients en réseaux autonomes. Le rapport est déposé à la pièce HQD-9, document 2. Le Distributeur souligne toutefois que, par nature, le PTÉ s'applique à l'ensemble des marchés. C'est lors de l'analyse du potentiel réalisable des opportunités identifiées dans le PTÉ que certains marchés niches peuvent être sélectionnés, car cette analyse tient compte des barrières et des avantages spécifiques des différents marchés. La planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025.

Préambule

Bien que certaines activités sont incluses dans la pièce HQD-9, doc.1 portant sur le PGEÉ et ce, aux pages 20 à 21, la prochaine section porte de manière restrictive sur les activités liées au déplacement de la demande, qui ne relève pas des programmes et mesures en efficacité énergétique.

Il s'agit premièrement des activités de promotion pour le maintien du parc de biénergie pour l'option tarifaire DT, dont l'objectif principal demeure une saine gestion de la demande et la sécurité du réseau de distribution à la pointe de ce réseau et non la recherche de kWh économisé et deuxièmement de l'*Appel au public* visant strictement l'effacement de la consommation à la pointe et non à la recherche d'économie d'énergie.

Demandes

8.1 Concernant le Tableau B-1, Hypothèses de calcul 2014 (Référence ii), veuillez indiquer pourquoi les résultats du tronc commun pour le programme gestion de la consommation en (MW) n'indiquent que des résultats et des impacts énergétiques pour le programme Chauffe-eau à trois éléments et aucun résultat pour Sensibilisation (Appel au public) et pour les activités de promotion de la biénergie ?

Réponse :

Les activités de sensibilisation visent à conscientiser la population à la notion de pointe et à les inciter à consommer judicieusement durant l'hiver.

Ces activités sont les premiers jalons à toute nouvelle intervention en gestion de la demande en puissance. C'est pourquoi le Distributeur entend poursuivre ces campagnes au cours des prochaines années. Toutefois, il est prématuré d'attribuer des gains en énergie ou en puissance à ces activités.

Enfin, le Distributeur rappelle que les activités de promotion de la biénergie visent le maintien du parc actuel⁷.

8.2 En ce qui concerne le maintien des moyens existants (réf. i) de gestion de la demande en puissance, le Distributeur dispose-t-il d'autres moyens que ceux présentés à la section 3.4 de la pièce HQD-9, doc.1, soit le programme de chauffe-eau à trois éléments, la Biénergie DT et la Sensibilisation ?

Réponse :

Oui, le Distributeur dispose d'autres moyens de gestion de la demande en puissance, par exemple l'option d'électricité interruptible.

8.3 En ce qui concerne le développement de nouveaux moyens (réf. i) de gestion de la demande en puissance, le Distributeur est-il en mesure d'identifier quels sont les nouveaux moyens de gestion qu'il entend développer en 2014 ?

Réponse :

En 2014, le Distributeur poursuivra le développement des stratégies d'interruption de charges à distance. De plus, il travaillera à l'amélioration des stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale.

8.4 En lien avec le Projet LAD et le déploiement des nouveaux compteurs intelligents au Québec, le Distributeur a-t-il débuté son évaluation des fonctionnalités *smart grid* afin d'intégrer aux nouveaux compteurs intelligents des fonctionnalités pouvant agir comme moyens de gestion de la demande à la pointe grâce à un déplacement des charges sur le réseau ?

⁷ Voir à cet effet la section 4 de la pièce HQD-7, document 3 du Rapport annuel 2012 du Distributeur.

Réponse :

Voir la pièce HQD-9, document 1 (B-0036), section 3.3.1.

8.5 Concernant la question des marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA, la preuve du Distributeur indique que des mesures d'énergie renouvelable ont été intégrées dans l'évaluation du PTÉ des mesures qui pourraient être implantées chez les clients en RA et que la planification des activités pour les RA sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025 (référence iii). Veuillez préciser si le Distributeur envisage utiliser des options tarifaires visant les technologies solaires, comme il l'a fait pour les clients pouvant utiliser du mazout, afin de faire en sorte que le client s'efface du réseau, soit de manière intermittente, soit pour les besoins de la pointe ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.5.

TARIF DT ET GESTION DE LA DEMANDE

- (iv) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, page 20**

Biénergies DT Selon les résultats du sondage de 2012, les intentions de conversion de la clientèle biénergies seraient moins importantes que celles rapportées antérieurement. Cependant, le Distributeur constate une légère baisse du nombre d'abonnés au cours des deux dernières années. Ce constat incite donc le Distributeur à poursuivre ses efforts de promotion auprès des intervenants impliqués dans ce marché.

- (v) **Rapport annuel 2012, HQD-7, doc. 3, section 4, BILAN 2012 DE LA CAMPAGNE DE PROMOTION DE LA BIÉNERGIE**

4.1 Suivi des activités de promotion En 2012, le Distributeur a fait une mise à jour importante de son site Web sur la biénergies et le tarif DT. De plus, il a produit et transmis des dépliants d'information sur les économies associées à cette tarification. Deux dépliants ont été produits, dont un s'adresse aux abonnés au tarif DT et l'autre s'adresse aux anciens abonnés dont les systèmes étaient toujours fonctionnels¹². Un troisième dépliant à l'intention des clients se chauffant au mazout et manifestant l'intention d'une conversion a été mis à la disposition des fournisseurs d'équipements de chauffage afin de

renverser cette tendance. Le tableau 4.1 présente le nombre de dépliants expédiés.

4.3 Conclusion et recommandation Le Distributeur a réalisé une campagne de promotion qui avait pour objectif le maintien du nombre de clients actuellement au tarif DT et la sensibilisation des clients potentiels aux avantages rattachés à cette option tarifaire. (...) Le Distributeur poursuivra son activité de promotion en cours d'année 2013 pour maintenir l'intérêt des clients et préserver la stabilité du parc d'abonnés à la biénergie.

Demandes

8.6 Veuillez préciser si le budget de promotion du tarif DT fait partie du budget de 2 M\$ demandé en gestion de la demande en puissance. (Référence i).

Réponse :

Oui.

8.6.1 Si oui, veuillez indiquer le montant affecté à la promotion du tarif DT.

Réponse :

Avec égards, le Distributeur considère qu'une information à ce niveau de détail dépasse les besoins du présent dossier. La gestion fine de ce budget relève de l'exploitation par le Distributeur des programmes du PGEÉ. Le budget demandé reflète les besoins requis pour les mettre en œuvre et atteindre les objectifs poursuivis.

8.6.2 Veuillez également préciser les résultats en efficacité énergétique de ce programme de gestion de la demande.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

8.7 Veuillez confirmer que le programme Biénergie DT est un programme favorisant l'utilisation de deux formes d'énergie et qu'il ne comporte pas de résultats nets en efficacité énergétique, outre l'effacement de charge électrique au profit d'une autre charge, notamment au mazout ?

Réponse :

L'option tarifaire biénergie DT est un moyen de gestion de la demande en puissance visant à réduire les besoins à la pointe du Distributeur.

Par ailleurs, l'article 2.26 des *Tarifs et conditions du Distributeur* définit clairement un système biénergie comme « *un système [...] conçu de telle sorte que, pour le chauffage, l'électricité puisse être utilisée comme source principale et un combustible comme source d'appoint.* »

8.8 Veuillez confirmer que le programme Biénergie DT est un programme de gestion de la demande en puissance, visant à réduire la charge du réseau intégré à la pointe ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.7.

8.9 Veuillez indiquer en quoi ce tarif est utile pour les fins d'approvisionnement à la pointe et pour la sécurité énergétique du réseau du Distributeur à cette pointe ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.7.

L'APPEL AU PUBLIC

Référence

- (vi) **R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, section 3.4, Gestion de la demande en puissance, pages 20 et 21**

Sensibilisation

Le Distributeur a entrepris, en janvier 2013, de nouvelles activités de sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale. Ces activités ont comme objectif d'augmenter la participation de la population aux appels au public. Le Distributeur poursuit le développement de ces stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale. Ces stratégies s'inscriront dans une démarche plus large de sensibilisation afin d'aider les clients à mieux

gérer leur consommation d'électricité. Le Distributeur prévoit également suivre, au cours des prochaines années, l'évolution des appels au public afin d'en mesurer la performance et d'en améliorer la portée.

Demandes

8.10 Veuillez préciser si le budget réservé à la sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale fait partie du budget de 2 M\$ demandé en gestion de la demande en puissance. (Référence i).

Réponse :

Oui, le Distributeur le confirme.

8.11 Si oui, veuillez indiquer le budget précis affecté à la sensibilisation des clients.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.6.1.

8.12 Veuillez également préciser les résultats en efficacité énergétique de ce programme de gestion de la demande.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

8.13 De manière générale, la sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale amène-t-elle une reprise de charge, si oui dans quelles circonstances ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.

8.14 Le Distributeur indique qu'il poursuit le développement de stratégies de sensibilisation à la pointe hivernale. Veuillez préciser les orientations et moyens envisagés pour l'*Appel au public* ?

Réponse :

Lorsque le Distributeur procède à un appel au public, il utilise de nombreux moyens, notamment les communiqués de presse, les interventions dans les médias (radio ou télévision) et les entrevues. Le

Distributeur évaluera la possibilité de déployer d'autres moyens afin d'améliorer la notoriété de ces appels et la participation du public.

8.15 Le Distributeur indique qu'il prévoit suivre l'évolution des appels au public afin d'en mesurer la performance et d'en améliorer la portée. Veuillez indiquer la méthodologie envisagée pour mesurer la performance de l'appel au public, de même qu'indiquer quelles seront les mesures effectuées. Par exemple, le Distributeur compte-t-il évaluer la performance en termes d'effacement de la demande en puissance, de même que la reprise de charge subséquente ?

Réponse :

Le Distributeur analysera la performance des appels au public, en s'appuyant notamment sur les résultats de sondages réalisés lors de ces événements, le cas échéant.

D RÉSEAUX AUTONOMES

9. ANALYSE DES RÉSULTATS DES PROGRAMMES EN FONCTION DES COÛTS ÉVITÉS

Références

- (i) R-3854-2013, B-0017, HQD-3, doc. 4, Tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2013, page 8

**COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2013**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Iles-de-la-Madeleine	16,40	135	55%	2,82	19,22
Cap-aux-Méules					
Basse Côte-Nord					
Anticosti (Port-Meurier)	28,30	680	48%	16,08	44,38
La Romaine	25,51	680	46%	16,86	42,37
Haute-Mauricie					
Clova	29,12	680	42%	18,37	47,49
Opitciwan	23,75	680	45%	17,17	40,92
Nunavik					
Aksuvik	43,77	800	57%	16,15	59,92
Aupaluk	46,85	800	51%	17,81	64,66
Inukjuak	38,58	800	61%	14,99	53,56
Ivujuik	50,62	800	56%	16,25	66,87
Kangiqsuajuq	47,53	800	58%	15,77	63,30
Kangiqsujuq	42,42	800	60%	15,15	57,57
Kangirsuk	42,84	800	54%	17,01	59,85
Kuujuuaq	38,10	800	62%	14,70	52,80
Kusujuarapik	39,70	800	65%	14,04	52,74
Puvimutuk	39,64	800	64%	14,34	52,98
Quaqtaq	51,62	800	59%	15,51	67,13
Salluit	38,42	800	60%	15,10	53,52
Tasiujaq	45,29	800	56%	16,27	61,56
Umiujaq	44,40	800	57%	16,07	60,47
Schefferville	2,35	135	54%	2,75	5,10

(ii) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, Annexe C, Tableau C-2 / Analyses économiques en ¢/KWH (ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014), p. 42.

TABLEAU C-2
ANALYSES ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH
(ANNUITÉ CROISSANTE EN \$ 2014)

en ¢/kWh actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel			
Diagnostic - résidentiel	5,79	8,76	-1,76
Mieux consommer - résidentiel	4,50	7,42	-1,72
Offre Ménages à faible revenu	-4,60	7,98	-11,37
Récupération des frigos et congélos éneergivores	1,35	9,73	-7,21
Approche intégrée - nouvelles constructions	3,03	4,38	-0,06
Sous-total Marché résidentiel	4,25	7,95	-2,49
Marché affaires - Commercial et institutionnel			
Produits efficaces	3,29	7,31	-2,77
OIEÉB	5,24	7,22	-0,88
Bâtiments HQD	4,15	0,00	4,15
Sous-total Marché affaires - CI	5,12	7,18	-0,96
Marché affaires - Industriel			
OIEÉSI	3,31	5,53	-1,34
Petites et moyennes industries	3,69	6,96	-2,19
Grandes industries	2,88	3,96	-0,40
Sous-total Marché affaires - Industriel	3,31	5,53	-1,34
Réseaux autonomes	33,91	11,20	23,95
Innovations technologiques et commerciales			
Projets de R-D du LTÉ	nil	nil	nil
IDÉE	nil	nil	nil
PISTE	2,04	9,60	-6,30
Sous-total Innovations technologiques et commerciales	-17,22	9,60	-25,57
Tronc Commun	nil	nil	nil
Ensemble du PGEÉ HQD	4,13	7,10	-1,87

Note : Les totaux et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement. Le programme chauffe-eau à 3 trois éléments ne figure pas le tableau ci-dessus, car les gains sont en puissance et non en énergie.

(iii) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21
3.5. Réseaux autonomes

Le Distributeur prévoit intensifier ses efforts en efficacité énergétique pour limiter la croissance de la demande d'électricité dans tous les réseaux autonomes. Le budget demandé pour les réseaux autonomes en 2014 s'élève à un peu plus de 1,3 M\$.

De façon générale, le Distributeur poursuivra en 2014 la sensibilisation de l'ensemble des clients des marchés résidentiel et commercial sur la consommation énergétique et efficacité énergétique. Il privilégiera d'abord une intervention dans les écoles. Le Distributeur effectuera également des campagnes de sensibilisation à la notion de pointe hivernale et encouragera la clientèle à adopter des comportements ayant un impact sur les besoins de puissance à la pointe hivernale. Il visera aussi l'éclairage efficace par l'installation de LFC ou de DEL auprès des clientèles résidentielle et affaires. Le Distributeur étudie également la possibilité de déployer l'éclairage public à DEL.

(iv) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21 et 22

Nunavik

Le Distributeur remplacera au cours de l'année 2013 les ampoules incandescentes par des ampoules fluocompactes dans deux villages. Selon les résultats obtenus pour ces villages, il poursuivra en 2014 le déploiement de ce programme dans tous les autres villages.

Basse Côte-Nord

Le Distributeur poursuivra notamment ses démarches avec les dirigeants de cette communauté afin de relancer les programmes en efficacité énergétique auprès de cette population.

Préambule

Puisque les coûts évités en réseaux autonomes varient significativement entre les réseaux (Référence i), les résultats des tests concernant les programmes doivent être présentés séparément. À titre d'exemple, les réseaux au Nunavik ont des coûts évités totaux variant entre 52,57 ¢/kWh et 67,13 ¢/kWh, alors que les réseaux de la Haute-Mauricie et de la Basse Côte-Nord ont des coûts évités totaux variant entre 40,92 kWh et 47,49 kWh, alors que celui du réseau des Iles-de-la-Madeleine est de 19,22 kWh et celui de Schefferville de 5,10 kWh.

Demandes

9.1 Puisque les résultats des tests concernant les réseaux autonomes ont été soumis globalement (référence ii) au Tableau C-2, alors que les coûts évités sont significativement différents selon les réseaux, veuillez fournir les résultats des tests séparément pour chacun des programmes, de même que séparément par réseau. Afin de réduire la portée de cette demande, les résultats aux tests pourraient être présentés ensemble pour les réseaux ayant un coût évité semblable, comme les réseaux de la Haute-Mauricie et de la Basse Côte-Nord, de même que les réseaux du Nunavik.

Veillez également préciser le coût évité ou les coûts évités retenus pour identifier les résultats de ces tests.

Réponse :

Le tableau R-9.1 présente le résultat des tests économiques par territoire. Les coûts évités retenus sont ceux présentés en référence (i).

**TABLEAU R-9.1
RÉSULTAT DES TESTS ÉCONOMIQUES EN ¢/KWH**

en ¢/kWh actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Îles-de-la-Madeleine	4,73	8,89	-2,52
Basse Côte-Nord et Haute Mauricie	53,18	16,24	38,20
Nunavik	58,51	9,07	50,63
Schefferville	3,49	8,93	-4,27
Total Réseaux Autonomes	33,91	11,20	23,95

9.2 Veuillez fournir le détail de la demande de 1,3 M\$ (Référence iii), c'est-à-dire le budget prévu pour les projets pilotes, celui prévu pour la promotion des programmes du PGEÉ dans les réseaux autonomes au nord du 53eme parallèle, ceux prévus pour le réseau des Iles-de-la-Madeleine, pour celui de Schefferville et ceux de la Basse Côte Nord et de la Haute-Mauricie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.6.1.

9.2 Le Distributeur indique viser *l'éclairage efficace par l'installation de LFC ou de DEL auprès des clientèles résidentielle et affaires* (Référence iii). Veuillez indiquer le budget réservé à cette activité. Veuillez également fournir un estimé des économies d'énergie pouvant résulter de l'éclairage efficace et l'impact sur la réduction du déficit de ces réseaux ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.6.1.

9.3 Plus précisément, avez-vous fait une analyse des possibilités de cette option, de ses coûts si elle était étendue à l'ensemble des réseaux autonomes et de l'impact net sur la réduction des déficits de ces réseaux ?

Réponse :

Le Distributeur doit attendre les résultats du projet pilote au Nunavik avant d'envisager d'étendre ce programme à d'autres réseaux autonomes.

9.4 Concernant le projet pilote au Nunavik, (référence iv), veuillez fournir les résultats préliminaires de 2013 en termes d'efficacité énergétique et de coûts de la mesure. Ainsi, veuillez fournir le coût total de l'activité de remplacement des ampoules fluocompactes pour ces deux villages, et le nombre d'abonnés visé.

Réponse :

Les résultats ne sont pas encore disponibles.

9.5 Bien que le Distributeur indique qu'il poursuivra en 2014 le déploiement de ce programme dans tous les autres villages, veuillez préciser s'il est envisagé de poursuivre pour d'autres réseaux, comme celui de la Basse Côte-Nord ou de la Haute Mauricie qui ont aussi des coûts évités très élevés variant entre 40,92 kWh et 47,49 kWh ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.3.

9.6 Concernant la question des coûts évités, le GRAME souhaite vérifier auprès du Distributeur les conséquences du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* sur les coûts évités des réseaux autonomes. Veuillez tout d'abord préciser si le Distributeur sera considéré comme un grand émetteur pour l'utilisation de ses centrales thermique en réseaux autonomes ?

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il devra acquérir des droits d'émission pour la centrale thermique de Cap-aux-Meules, puisque le niveau d'émission dépasse la limite annuelle de 25 000 tonne fixée par le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

9.6.1 Veuillez indiquer si le tableau 2, Coûts évités par réseaux autonomes en annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2013 (référence i), tient compte du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

Réponse :

Oui, les coûts évités en énergie de la centrale de Cap-aux-Meules tiennent compte du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

9.6.2 Si oui, veuillez préciser les changements effectués et les raisons de ces changements ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.6.1.

9.6.3 Si non, veuillez indiquer si le Distributeur compte ajuster ses coûts évités en 2014, tout en précisant pourquoi et quels seront les changements à effectuer ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.6.1.

10. PUEERA

Références

- (i) R-3854-2013, Pièce B-0049, HQD-13, doc. 2, section 2.4, page 24

2.4. Mise à jour de la tarification applicable au nord du 53e parallèle

Dans la décision D-2012-024, la Régie a demandé au Distributeur de présenter dans son dossier tarifaire 2014-2015 une mise à jour de la tarification dissuasive en réseaux autonomes. À cette fin, le Distributeur a analysé la consommation des clients et les pratiques au nord du 53e parallèle afin de bien cerner la situation et ainsi, de proposer une stratégie tarifaire appropriée.

- (ii) **Rapport annuel 2012, HQD-7, doc. 2, Tableau 1, Tarification en réseaux autonomes et programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUÉE), p. 7**

**Réponses à la demande de renseignements n°2
du GRAME**

NUNAVIK	Résidentiel : TARIF DISSUASIF de 31.50 ¢/kWh à partir de 30 kWh/jour Affaires : Interdiction de chauffer à l'électricité les locaux et l'eau sinon facturation à 69,46 ¢/kWh de toute la consommation TARIF MA au-delà de 900 kW et 390 MWh par mois	Makivik	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout et propane avec avantage économique de 30 % • Entretien annuel / Réparation / Dépannage
	Frais de branchement (résidentiel et affaires) de 5 000 \$ + 250 \$/kW au-delà de 20 kW, si le nouveau branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau	Whapmagostui (Cn)	Résidentiel	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation mazout avec avantage économique de 30 %
			Affaires	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun

(iii) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

Les Îles-de-la-Madeleine accaparent plus de 50 % du PTÉ en raison d'une combinaison de coûts évités, de coûts des mesures relativement faibles comparés aux autres réseaux, de la prédominance des bâtiments chauffés tout à l'électricité (TAE) ainsi que de l'importance de la consommation.

Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Éclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	955	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
TOTAL	37 950	15 214	8 184	5 684	3 315	70 347	100%
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

Demandes

10.1 En lien avec la demande de la Régie de revoir la tarification dissuasive (référence i) en réseaux autonomes, veuillez indiquer si les tarifs MA au-delà de 900 kW et de 390 MWh par mois applicables aux réseaux autonomes indiqués au Tableau 1 (référence ii) comportent une forme de dissuasion lorsque la consommation est au-delà de 900kW et de 390 MW h par mois en termes d'énergie et de puissance ?

Réponse :

Les prix du tarif MA s'appliquent à l'excédent de 900 kW et de 390 MWh par mois. Sous ce seuil, ce sont les prix du tarif M qui sont appliqués. Conformément à la décision D-2006-34⁸, les prix du tarif MA sont établis de manière à récupérer les coûts marginaux d'approvisionnement engendrés par les clients de plus de 1 000 kVA alimentés à partir d'un réseau autonome. Aucun client n'a adhéré à ce tarif depuis son introduction au 1^{er} avril 2006.

⁸ Pages 83 à 85.

10.2 Veuillez préciser si les tarifs MA au-delà de 900 kW et de 390 MWh par mois (référence ii) applicables aux réseaux autonomes tiennent compte des coûts évités de ces réseaux. Veuillez expliquer la méthode de calcul applicable?

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1. Voir également la section 7.6 de la pièce HQD-13, document 1 du dossier R-3579-2005.

10.3 Concernant le réseau du Nunavik, le Tableau I indique que pour le réseau Makivik / affaires, l'avantage économique de 30 % est aussi offert pour le propane (référence ii). Veuillez indiquer les raisons de l'ouverture au propane pour ce réseau ? Veuillez indiquer pourquoi le propane n'est pas offert aux autres réseaux ?

Réponse :

Depuis le 1^{er} janvier 2013, au Nunavik, la compensation financière ne s'applique plus au gaz propane.

En 1994, Hydro-Québec concluait l'entente Makivik avec les communautés du Nunavik. Cette entente comportait une clause qui permettait à sa clientèle Affaires d'utiliser le gaz propane à des fins de cuisson. Selon les termes de l'entente Makivik, Hydro-Québec offrait un appui financier dégressif au gaz propane qui se terminait le 31 décembre 2012. Le Distributeur n'a enregistré aucune demande d'appui financier pour le gaz propane depuis 2005.

Par ailleurs, au cours des années '90, Hydro-Québec offrait à sa clientèle Affaires des Îles-de-la-Madeleine une compensation financière pour l'utilisation du gaz propane à des fins de cuisson, dont peu de clients se sont prévalus. Le Distributeur a mis fin à cette modalité du programme à la fin des années '90.

À la suite des expériences au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur n'a pas jugé pertinent d'offrir un appui financier pour le gaz propane dans d'autres réseaux, non plus que de poursuivre l'appui financier pour le gaz propane au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine.

10.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà envisagé l'ouverture des PUEÉRA à d'autres formes d'énergie pour le cas de la compensation économique de 30 %, si oui expliquez pourquoi à ce jour il n'y a pas d'autres choix offerts à la clientèle des réseaux autonomes que le mazout ?

Réponse :

Le Distributeur est ouvert à toute forme d'énergie qui présenterait un avantage économique par rapport à la production thermique.

Dans le cadre de l'analyse du potentiel technico-économique (PTÉ), le Distributeur a procédé à l'analyse de technologies d'énergies renouvelables qui pourraient s'appliquer dans les réseaux autonomes. Toutefois, les coûts et la performance de ces technologies restent à valider dans le contexte et les conditions climatiques des réseaux autonomes. Le Distributeur statuera sur la contribution potentielle des énergies renouvelables lorsque le potentiel exploitable commercialement aura été démontré.

10.5 Par exemple, pour le cas de la géothermie, du solaire ou de l'énergie éolienne, le problème réside dans le fait qu'aucun coût d'achat de combustible ne peut être présenté annuellement pour que le client reçoive la compensation de 30 %. Cependant, en tenant compte des coûts évités du Distributeur, d'autres méthodes de calcul pour la compensation pourraient-elles être envisagées par le Distributeur pour favoriser l'effacement des clients, ou le transfert des charges vers une autre source d'énergie, comme c'est le cas avec le parc de biénergie?

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.4.

10.6 En référence à la question 10.5, le GRAME constate qu'un réseau comme celui des Îles-de-la-Madeleine accapare plus de 50 % du PTÉ, en raison d'une combinaison de coûts évités et en raison de la prédominance des bâtiments chauffés tout à l'électricité (TAE) (référence iii). Compte tenu du fait que cette clientèle est difficile à convaincre pour se convertir au mazout, un tel réseau pourrait-il profiter d'un élargissement des PUEÉRA à d'autres formes et sources d'énergie ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.4.

11. PTÉ ET GESTION DE LA DEMANDE

Références

(i) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.1, page 21

3.5. Réseaux autonomes

Conformément à la décision D-2012-119, le Distributeur dépose à la pièce HQD-9, document 2 les résultats de l'évaluation du potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique des réseaux autonomes. Les résultats du PTÉ orienteront le Distributeur dans l'élaboration des stratégies d'interventions, visant à la fois les économies d'électricité et de mazout et la gestion de la demande en puissance. Ces stratégies seront présentées dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* des réseaux autonomes.

(ii) R-3814-2012, D-2013-037 (par.541)

[551] Par ailleurs, chacun des RA peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. **La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA.**

(iii) R-3824-2012, D-2013-037 (par. 116 et 117)

[116] La Régie considèrerait que le Distributeur devait calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande qui pouvaient être déployées dans chacun des RA en fonction de l'impact de ces mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux.

[117] Dans sa décision D-2012-119, la Régie excluait cet enjeu du présent dossier mais réitérait que les coûts évités, tels que présentés actuellement, ne peuvent pas servir de critère de décision pour choisir des scénarios de plans de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande dans l'analyse du PTÉ en RA. Elle précisait qu'après le dépôt du rapport d'analyse du PTÉ, le choix de ces scénarios et leur viabilité financière devront être étudiés selon leur impact sur le plan d'équipement de chacun des réseaux. (Notre souligné)

(iv) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc. 1, Annexe D, Suivi des demandes de la Régie, p. 47

Demandes de la Régie		Réponses / commentaires du Distributeur
D-2013-037 Marchés-niches pour les technologies solaires du PTÉ en RA.	[543] La Régie note que le Distributeur n'a pas présenté dans le présent dossier le suivi demandé sur l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires et s'attend à ce que celui-ci apparaisse dans l'analyse du PTÉ pour de telles mesures en RA. <i>(Note omise)</i>	Le Distributeur a effectivement intégré des mesures d'énergie renouvelable, incluant les technologies solaires, dans l'évaluation du PTÉ des mesures qui pourraient être implantées chez les clients en réseaux autonomes. Le rapport est déposé à la pièce HQD-9, document 2. Le Distributeur souligne toutefois que, par nature, le PTÉ s'applique à l'ensemble des marchés. C'est lors de l'analyse du potentiel réalisable des opportunités identifiées dans le PTÉ que certains marchés niches peuvent être sélectionnés, car cette analyse tient compte des barrières et des avantages spécifiques des différents marchés. La planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025.

(v) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 6

2.2.2 PTÉ de gestion de la demande en puissance

Les mesures de gestion de la demande en puissance visent une meilleure répartition de la demande en puissance dans le temps. Elles consistent à réduire la consommation électrique des clients lors des périodes de pointe des réseaux ou à déplacer la consommation des périodes de pointe vers les périodes hors pointe. Cette particularité rend l'approche méthodologique de la gestion de la demande en puissance distincte de celle des mesures d'économie d'énergie.

(vi) R-3854-2013, B-0036, HQD-9, doc.2, page 8

Tableau 1 – PTÉ d'économie d'électricité par usage – Horizon 5 ans (en MWh)

Usage	IDLM	Nunavik	BCN	Schefferville	Haute-Mauricie	TOTAL	% du PTE
Chauffage des locaux	20 514	n.a.	3 930	5 111	290	29 845	42%
Éclairage	5 641	9 399	783	235	1 097	17 155	24%
Électroménagers, électroniques	3 394	2 550	1 927	93	955	8 919	13%
Eau chaude	3 504	n.a.	1 152	218	336	5 210	7%
Industriel/force motrice, autres	4 897	3 265	392	27	637	9 218	13%
TOTAL	37 950	15 214	8 184	5 684	3 315	70 347	100%
en % du PTE Total	54%	22%	12%	8%	5%	100%	
en % de la consommation	23%	20%	10%	16%	27%	19%	

Préambule

En ce qui concerne la recherche de solutions à la demande en énergie ou en puissance en RA, via des énergies renouvelables, des mesures en gestion de la demande, d'effacement de la demande ou de nivellement de la demande, en suivi de la demande de la Régie dans sa décision D-2013-037 (référence ii) et concernant plus précisément l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires, le Distributeur indique avoir intégré ces mesures d'énergie renouvelable (référence iv). Bien que la planification des activités pour les réseaux autonomes sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2014-2025 par le Distributeur (référence i et iv), certaines informations additionnelles, en lien avec la présente demande d'autorisation de budgets pour des programmes, ou des projets pilotes, seraient utiles au présent dossier.

Demandes

11.1 Le PTÉ identifie au Nunavik des économies d'électricité par usage, dont des économies de 9 399 MWh pour l'éclairage (référence vi). Veuillez distinguer les économies d'éclairage pour la clientèle, de celles l'éclairage public complet sous le contrôle du Distributeur.

Réponse :

La part de l'éclairage public complet dans les économies d'électricité touchant l'éclairage est 3,7 %, soit 346 MWh.

11.2 Veuillez préciser si ces économies indiquées résultent uniquement du changement de technologie d'éclairage par des luminaires DEL ou par des fluocompactess?

Réponse :

Ces économies résultent uniquement du remplacement des luminaires SHP existants du service complet d'éclairage public par des luminaires DEL.

11.3 Concernant les programmes du PGEÉ, avez-vous fait une étude de sensibilité auprès des clients des réseaux autonomes concernant le niveau de l'aide financière nécessaire pour améliorer ou accélérer l'adhésion des clients à vos programmes. Par exemple, avez-vous fait une étude de sensibilité visant l'achat d'électroménagers efficaces ? Si oui, veuillez la déposer ? Sinon, pourriez-vous envisager une telle étude ?

Réponse :

Au moment de la conception des programmes, le Distributeur a pris en compte les différentes barrières commerciales et défini un niveau

d'aide financière optimal en fonction d'un ensemble de paramètres, dont l'avis des intervenants du milieu proches de la population visée.

11.4 En lien avec le choix des scénarios et leur viabilité financière (référence iii, par. 117), avez-vous fait une analyse du niveau de l'aide financière qui pourrait être offerte, en tenant compte des coûts évités, pour accélérer l'adhésion des clients à l'offre des programmes existants du PGEÉ ? Si oui, veuillez la déposer ? Sinon, pourriez-vous envisager une telle analyse ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.3. De plus, le niveau d'appui financier ne dépend pas uniquement des coûts évités. Bien que ceux-ci puissent être très élevés, l'appui financier ne peut pas excéder le coût total d'une mesure.