

STRATÉGIE TARIFAIRE

Table des matières

1	CONTEXTE DE LA DEMANDE.....	5
1.1	SUIVI DE LA DÉCISION D-2009-016.....	5
2	HAUSSE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT POUR L'ANNÉE 2010-2011.....	6
2.1	ÉCART ENTRE LES REVENUS REQUIS ET LES REVENUS PRÉVUS POUR 2010.....	6
2.2	HAUSSES TARIFAIRES PROPOSÉES ET IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT.....	6
2.3	TARIFS DOMESTIQUES.....	8
2.3.1	<i>Description des tarifs et de la clientèle.....</i>	<i>8</i>
2.3.1.1	Tarif D.....	8
2.3.1.2	Tarif DM.....	11
2.3.1.3	Tarif DT.....	13
2.3.1.4	Tarif DH.....	14
2.3.1.5	Tarifs DA et DB.....	14
2.3.2	<i>Stratégie tarifaire relative au tarif DT.....</i>	<i>15</i>
2.3.2.1	Contexte.....	15
2.3.2.2	Rentabilité du tarif DT du point de vue du client.....	15
2.3.2.3	Rappel des propositions tarifaires de 2006 à 2009.....	17
2.3.2.4	Modification tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2010.....	18
2.3.3	<i>Stratégie tarifaire proposée pour les tarifs domestiques.....</i>	<i>18</i>
2.3.4	<i>Suivi du déploiement de la réforme des tarifs domestiques.....</i>	<i>20</i>
2.4	TARIFS GÉNÉRAUX.....	21
2.4.1	<i>Description des tarifs et de la clientèle.....</i>	<i>21</i>
2.4.1.1	Tarif L.....	21
2.4.1.2	Tarif M.....	22
2.4.1.3	Tarif G.....	23
3	IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE.....	24
3.1	REVENUS PRÉVUS PAR CATÉGORIES ET COMPOSANTES TARIFAIRES.....	24
3.2	FACTURE DES CLIENTS.....	25
3.2.1	<i>Tarifs domestiques.....</i>	<i>25</i>
3.2.1.1	Distribution des impacts.....	25
3.2.1.2	Impact sur les factures mensuelles.....	26
3.2.1.3	Impact sur le client moyen.....	26
3.2.1.4	Impact sur des cas types d'habitation.....	27
3.2.1.5	Impact sur les clients à faible revenu.....	27
3.2.2	<i>Tarifs généraux.....</i>	<i>30</i>
3.2.2.1	Distribution des impacts.....	30
3.2.2.2	Impacts sur les factures mensuelles.....	32
4	POSITION CONCURRENTIELLE.....	35
4.1	AU QUÉBEC.....	35
4.1.1	<i>Secteur résidentiel.....</i>	<i>35</i>
4.1.2	<i>Secteur commercial, institutionnel et industriel.....</i>	<i>37</i>
4.2	EN AMÉRIQUE DU NORD.....	38
5	TARIFS PROPOSÉS.....	40

6	SEGMENTATION DE LA CLIENTÈLE ET ANALYSE DES TARIFS GÉNÉRAUX	40
6.1	SEGMENTATION DE LA CLIENTÈLE	41
6.1.1	<i>Segmentation étudiée.....</i>	<i>41</i>
6.1.2	<i>Analyse des segments</i>	<i>43</i>
6.1.3	<i>Répartition des coûts par segments et facteurs inducteurs.....</i>	<i>47</i>
6.1.4	<i>Coûts unitaires des segments analysés.....</i>	<i>52</i>
6.2	ANALYSE DE LA STRUCTURE TARIFAIRE	55
6.2.1	<i>Éléments de la structure tarifaire au secteur général</i>	<i>55</i>
6.2.2	<i>Analyse de l'intrafinancement.....</i>	<i>56</i>
6.2.3	<i>Illustration de l'intrafinancement après la réforme</i>	<i>59</i>
6.2.4	<i>Changement de tarif pendant la période de transition</i>	<i>61</i>
7	MODALITÉS DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE	62
7.1	PROPOSITION	62
7.2	MODALITÉS	62
8	DIMINUTION EXCEPTIONNELLE DE LA PUISSANCE SOUSCRITE AU TARIF L (DÉCRET 754-2009).....	62
9	FABRICATION ET CONSERVATION DE LA GLACE AU NORD DU 53^E PARALLÈLE	62
9.1	CONTEXTE ACTUEL	62
9.2	ARÉNAS AU NORD DU 53 ^E PARALLÈLE.....	62
9.3	ÉVALUATION DE L'IMPACT DE CET USAGE.....	62
9.4	PROPOSITION	62
10	MODALITÉS TARIFAIRES DU TARIF GD	62
11	MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS.....	62
11.1	TARIFS DOMESTIQUES.....	62
11.2	TARIFS GÉNÉRAUX DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE.....	62
11.3	TARIFS GÉNÉRAUX DE GRANDE PUISSANCE	62
11.4	TARIFS APPLICABLES DANS LE CAS DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	62
11.5	DISPOSITIONS COMPLÉMENTAIRES.....	62
11.6	FRAIS LIÉS AU SERVICE D'ÉLECTRICITÉ.....	62
ANNEXE A : DISTRIBUTIONS DES IMPACTS.....		62
ANNEXE B : IMPACTS MENSUELS PAR COMPOSANTES		62
ANNEXE C : DÉCRET 754-2009.....		62
ANNEXE D : COMMUNIQUÉ DU MELS.....		62

1 CONTEXTE DE LA DEMANDE

1 Les tarifs actuels d'Hydro-Québec Distribution apparaissent dans le document Tarifs et
2 conditions du Distributeur (ci-après, le texte des Tarifs) en vigueur le 1^{er} avril 2009 tel
3 qu'approuvé le 16 mars 2009 par la Régie dans sa décision D-2009-021¹ suite à la
4 décision D-2009-016.²

5 La présente demande concerne les tarifs relatifs à l'année 2010-2011 ainsi que les
6 modifications au texte des Tarifs qui en résulteront.

1.1 Suivi de la décision D-2009-016

Éléments de la décision	Référence
Stratégie tarifaire relative à la bi-énergie résidentielle	HQD-12, document 2 - Section 2.3.2
Suivi de Projet tarifaire Heure Juste	HQD-12, document 5
Suivi de la réforme des tarifs généraux	Les premiers impacts de la réforme ne se produiront qu'à partir du 1 ^{er} décembre 2009 et seront traités dans le cadre de la demande tarifaire de 2011.
Analyse de la segmentation des clientèles des tarifs G, M et L	HQD-12, document 2 - Section 6
Scénario de hausses différenciées reflétant la croissance des coûts et les scénarios d'écart maximal de 20 %, 30 % et 40 %.	HQD-12, document 2 - Section 2.2
Tarif à paliers	La Régie demande au Distributeur de déposer et de commenter le rapport d'évaluation à venir de la British Columbia Utilities Commission concernant l'introduction du tarif à paliers en Colombie-Britannique. Ce rapport n'étant produit qu'en décembre 2009, le Distributeur répondra à la demande de la Régie dans le cadre de la demande tarifaire de 2011 ³ .

¹ Décision relative à l'approbation de la grille tarifaire du Distributeur applicable à compter du 1^{er} avril 2009.

² Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010.

³ Dans sa décision, la Régie demandait également au Distributeur de procéder à l'analyse détaillée du tarif à paliers par rapport au maintien d'un tarif à un seul palier associé à des programmes d'encouragement et de subventions à l'efficacité énergétique. Cette analyse a été présentée en séance de travail le 25 mai 2009 et apparaît à la pièce HQD-8, document 8, Annexe G.

2 HAUSSE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT POUR L'ANNÉE 2010-2011

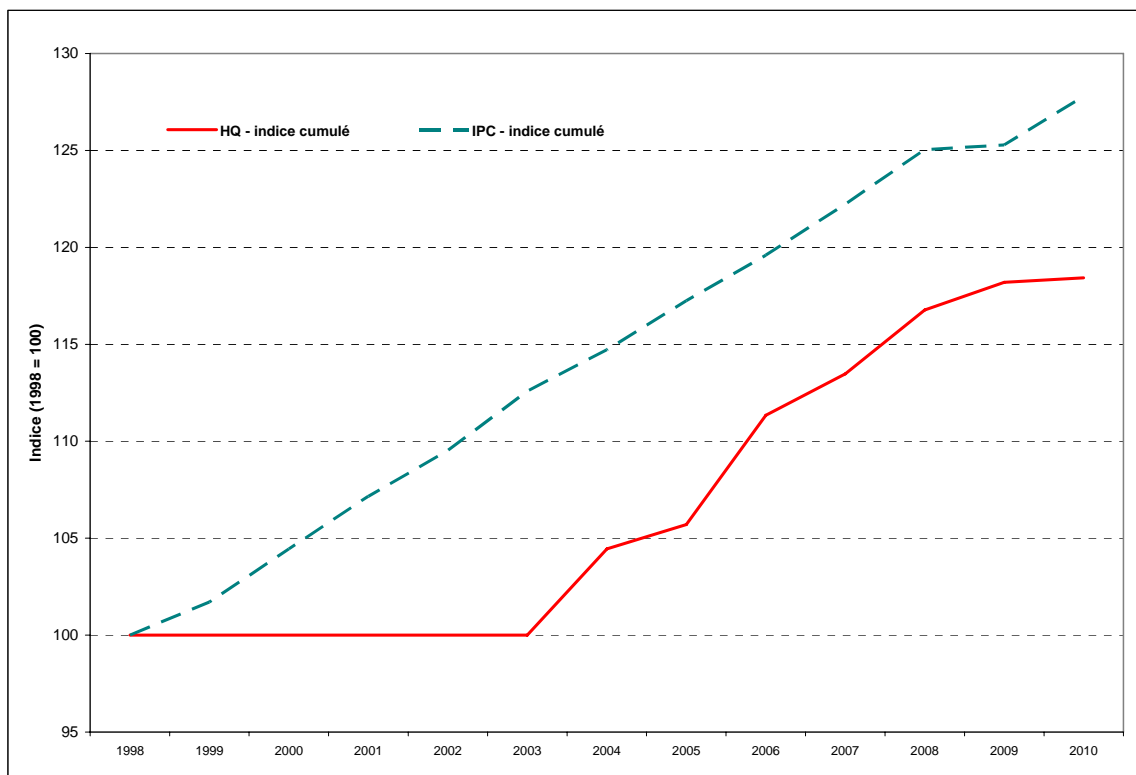
2.1 Écart entre les revenus requis et les revenus prévus pour 2010

- 1 Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis pour l'année 2010, le Distributeur
- 2 prévoit un manque à gagner de 19 M\$.

2.2 Hausses tarifaires proposées et impact sur l'interfinancement

- 3 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de
- 4 0,2 % à compter du 1^{er} avril 2010, selon les prix proposés en HQD-12, document 4 de
- 5 cette preuve.

FIGURE 1
ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION



- 6 La figure 1 présente l'évolution, sur l'horizon 1998-2010, des prix à la consommation et
- 7 des tarifs du Distributeur incluant la hausse proposée. Le taux annuel d'inflation prévu

1 pour 2010 est de 2 %, ce qui signifie qu'avec la hausse de 0,2 % demandée, la clientèle
2 connaîtra une baisse réelle de 1,8 % en moyenne. Sur la période, la clientèle continuera
3 de bénéficier d'un gain réel puisque l'indice des prix à la consommation aura progressé
4 de 27,8 % et que les tarifs du Distributeur auront crû de 18,4 %.

5 Comme présenté à la section 4 du présent document, les Québécois continuent de
6 bénéficier de la stabilité des prix de l'électricité alors que les prix du mazout et du gaz
7 naturel ont connu une croissance marquée et une grande volatilité. Ainsi, entre le 1^{er}
8 mai 1998 et le 1^{er} avril 2009, la facture énergétique pour une maison moyenne chauffée
9 au mazout a crû de 127 % tandis que la facture énergétique d'une maison chauffée au
10 gaz naturel a augmenté de 62 %.

11 Le Distributeur propose en outre une hausse uniforme par catégories de
12 consommateurs. Compte tenu de cette hausse uniforme, les indices d'interfinancement
13 de 2010 demeurent stables avant et après la hausse tarifaire, comme le démontre le
14 tableau suivant.

15 Dans sa décision D-2009-016, la Régie jugeait inapproprié, pour l'année 2009-2010,
16 d'appliquer des hausses tarifaires différenciées. En outre, compte tenu du faible niveau
17 de la hausse générale des tarifs, les hausses différenciées avec des écarts maximaux
18 de 20, 30 et 40 % par rapport à cette hausse, ne se distinguent pas de la hausse
19 moyenne proposée.

TABLEAU 1
IMPACT SUR L'INDICE D'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE UNIFORME

	Revenus requis 2010 (M\$)	Revenus prévus 2010 avant hausse (M\$)	Indice d'inter- financement avant hausse (%)	Revenus prévus après hausse du 1 ^{er} janvier 2010 (M\$)	Indice d'inter- financement après hausse (%)
Domestique	5 317	4 432	82,8	4 441	82,8
Petite puissance	1 130	1 388	122,0	1 391	122,0
Moyenne puissance	1 419	1 858	130,2	1 862	130,2
Grande puissance	1 523	1 771	115,6	1 775	115,6
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	9 388	9 450	100,0	9 469	100,0
Contrats spéciaux	684	684	s.o.	684	s.o.
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	44	0	s.o.	0	s.o.
<i>Total</i>	10 116	10 134	s.o.	10 153	s.o.

Note : Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.

2.3 Tarifs domestiques

2.3.1 Description des tarifs et de la clientèle

- 1 Les tableaux de la présente section sont établis à partir des données de référence pour
- 2 la période allant du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009.

2.3.1.1 Tarif D

- 3 Le tableau 2 présente le tarif D en vigueur au 1^{er} avril 2009 ainsi que les revenus
- 4 générés par composantes tarifaires.

TABLEAU 2
TARIF D : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2008-2009

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2009	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	452
Énergie		
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,45	1 447
2 ^e tranche (¢/kWh)	7,46	2 032
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	3
Été (\$/kW)	0,63	0,5
Total		3 934

- 1 Le tableau 3 donne une description de la clientèle.

TABEAU 3
TARIF D : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2008-2009

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 174 563	41 824	3 038
<i>Sans puissance facturée</i>	2 173 208	41 420	3 006
<i>Avec puissance facturée</i>	1 355	404	32
<i>Autres types de chauffage</i>	829 501	10 359	776
<i>Sans puissance facturée</i>	829 056	10 226	765
<i>Avec puissance facturée</i>	445	134	11
<i>Total clientèle résidentielle</i>	3 004 064	52 183	3 814
Clientèle agricole			
<i>Sans puissance facturée</i>	39 284	1 292	95
<i>Avec puissance facturée</i>	1 288	314	24
<i>Total clientèle agricole</i>	40 572	1 605	120
Clientèle domestique au tarif D			
<i>Sans puissance facturée</i>	3 041 548	52 937	3 867
<i>Avec puissance facturée</i>	3 088	851	67
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	3 044 636	53 788	3 934

- 1 Le tableau 4 présente les factures mensuelles moyennes de la clientèle au tarif D pour
- 2 la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009.

TABEAU 4
TARIF D : FACTURES MENSUELLES MOYENNES
TARIF AU 1^{ER} AVRIL 2009

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif D	17 671	108
Chauffés à l'électricité	19 407	118
Non chauffés à l'électricité	13 207	82
Maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (158 m ²)	26 484	159

2.3.1.2 Tarif DM

- 1 Le tableau 5 présente le tarif DM en vigueur au 1^{er} avril 2009 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU 5
TARIF DM : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2008-2009**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2009	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	28
Énergie		
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,45	90
2 ^e tranche (¢/kWh)	7,46	47
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	1
Été (\$/kW)	0,63	0,1
Total		166

- 3 Le tableau 6 donne une description de la clientèle au tarif DM.

TABEAU 6
TARIF DM : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2008-2009

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	14 763	1 865	136
<i>Sans puissance facturée</i>	13 286	1 119	81
<i>Avec puissance facturée</i>	1 477	746	54
<i>Autres types de chauffage</i>	5 160	374	28
<i>Sans puissance facturée</i>	4 999	272	20
<i>Avec puissance facturée</i>	161	102	7
<i>Total clientèle résidentielle</i>	19 923	2 239	163
Clientèle agricole			
<i>Sans puissance facturée</i>	276	19	1
<i>Avec puissance facturée</i>	54	17	1
<i>Total clientèle agricole</i>	330	35	3
Clientèle domestique au tarif DM			
<i>Sans puissance facturée</i>	18 561	1 410	103
<i>Avec puissance facturée</i>	1 692	865	63
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	20 253	2 275	166

- 1 Le tableau 7 présente les factures mensuelles moyennes de la clientèle au tarif DM pour
- 2 la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009.

TABLEAU 7
TARIF DM : FACTURES MENSUELLES MOYENNES
TARIF AU 1^{ER} AVRIL 2009

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif DM	112 314	682
Chauffés à l'électricité	126 015	763
Non chauffés à l'électricité	73 836	455
Immeuble collectif d'habitation chauffé à l'électricité (6 logements)	124 160	739

2.3.1.3 Tarif DT

- 1 Le tableau 8 présente le tarif DT en vigueur au 1^{er} avril 2009 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

TABLEAU 8
TARIF DT : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES 2008-2009

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2009	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	16
Énergie		
Hors pointe (¢/kWh)	4,33	103
Pointe (¢/kWh)	18,14	29
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	0,4
Été (\$/kW)	0,63	0,1
Total		148

1 Le tarif DT regroupe 125 383 abonnements au 31 décembre 2008, soit une hausse nette
2 de 3 219 abonnés par rapport à 2007⁴. De ces quelque 125 400 abonnements, 107 590
3 ont été retenus pour la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009. Ces abonnements
4 génèrent des ventes de 2,5 TWh et des revenus de 148 M\$. Le tarif DT permet
5 également un effacement de 840 MW à la pointe du réseau.

2.3.1.4 Tarif DH

TABLEAU 9
TARIF DH AU 1^{ER} AVRIL 2009

Redevance	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie hors pointe	4,46 ¢/kWh
Prix de l'énergie en pointe	14,78 ¢/kWh

6 Le tarif DH compte présentement 147 clients qui génèrent 0,21 M\$ pour des ventes de
7 3 GWh. À la lumière des résultats du projet tarifaire Heure Juste prenant fin le
8 31 mars 2010, le Distributeur évaluera la possibilité de transférer graduellement les
9 abonnés actuels du tarif DH vers un nouveau tarif dynamique ou encore d'abroger le
10 tarif DH tout en offrant aux abonnés une période de transition pour atténuer les impacts
11 tarifaires. C'est dans cette optique que les hausses proposées porteront davantage sur
12 les prix de l'énergie hors pointe qu'en pointe.

2.3.1.5 Tarifs DA et DB

13 Les tarifs DA et DB sont des tarifs expérimentaux différenciés dans le temps et font
14 l'objet d'un projet pilote, abordé plus en détail à la pièce HQD-12, document 5, qui prend
15 fin le 31 mars 2010. À ce moment, les deux tarifs seront abrogés et les clients
16 participants reviendront automatiquement au tarif D.

⁴ En 2008, le Distributeur a complété 6 811 demandes d'adhésion au tarif DT. Sachant que la croissance du nombre d'abonnements a été de 3 219, le Distributeur déduit par différentiel que 3 592 clients ont abandonné le tarif DT en 2008.

2.3.2 Stratégie tarifaire relative au tarif DT

1 Dans sa décision D-2009-016, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le
2 cadre du prochain dossier tarifaire, le résultat de ses réflexions sur les outils de gestion
3 de la consommation ainsi que les éléments de sa stratégie tarifaire et commerciale
4 visant le développement de ces outils. La Régie précise notamment que cette stratégie
5 devra viser le maintien, voire la croissance, du marché de la bi-énergie résidentielle,
6 mais également le développement d'autres créneaux. La présente section aborde la bi-
7 énergie résidentielle alors que les autres sujets sont abordés à la pièce HQD-8,
8 document 8.

2.3.2.1 Contexte

9 Comme démontré lors de la cause R-3677-2008, le maintien du parc bi-énergie est
10 économiquement justifié tant du point de vue de la société que du point de vue du
11 Distributeur.⁵

12 Toutefois, pour que cette contribution au plan d'approvisionnement se concrétise et se
13 maintienne dans le futur, le Distributeur a besoin que l'industrie du mazout continue
14 d'assurer l'approvisionnement de ces clients pour leurs besoins de chauffage en pointe.
15 Or, comme l'indique le Distributeur à la pièce HQD-8, document 8, l'état du parc au
16 mazout apporte un élément d'incertitude au niveau du maintien et de la croissance du
17 parc bi-énergie résidentielle.

18 D'autre part, les clients adhérant au tarif DT doivent continuer de trouver un intérêt à
19 fonctionner en mode bi-énergie et à s'effacer en période de pointe. La stratégie tarifaire
20 peut et doit contribuer à atteindre cet objectif.

2.3.2.2 Rentabilité du tarif DT du point de vue du client

21 La rentabilité du client bi-énergie au tarif DT dépend de son économie de facture par
22 rapport au tarif D, de ses achats de combustible et de l'écart entre les frais d'entretien
23 d'un système bi-énergie par rapport à un système électrique. Cette économie totale
24 incite le client à demeurer au tarif DT et sert ultimement à financer une partie du

⁵ Cette rentabilité est d'ailleurs maintenue avec les coûts évités en vigueur en 2010.

1 différentiel des coûts d'acquisition du système bi-énergie par rapport à un système
2 électrique.⁶

3 La hausse des prix du mazout en 2008 a diminué de façon significative les économies
4 annuelles des clients au tarif DT qui fonctionnent en mode bi-énergie. Il est estimé
5 qu'aux prix applicables au 1^{er} avril 2009, le client bi-énergie habitant une maison
6 unifamiliale moyenne située à Montréal ne ferait plus aucune économie annuelle au tarif
7 DT si le prix moyen payé pour le mazout consommé en cours d'année atteignait
8 1,22 \$/litre⁷. Or, le prix du mazout a atteint 1,09 \$/litre à Montréal en août 2008 et
9 l'économie annuelle nette des frais d'entretien a chuté à 48 \$ (voir tableau 10). À ce
10 niveau de prix du mazout, les clients risquent de cesser de fonctionner en mode bi-
11 énergie pour finalement quitter le tarif DT.

TABLEAU 10
ÉCONOMIE ANNUELLE DES CLIENTS AU TARIF DT EN FONCTION
DE DIFFÉRENTS PRIX DU MAZOUT

Prix du mazout	Économie sur les frais d'énergie	Économie totale au tarif DT	
50,0 ¢/litre	384 \$	280 \$	13%
70,0 ¢/litre	306 \$	202 \$	10%
81,9 ¢/litre	259 \$	155 \$	7%
100,0 ¢/litre	189 \$	85 \$	4%
109,4 ¢/litre	152 \$	48 \$	2%
121,6 ¢/litre	104 \$	0 \$	0%

12 Dans ce contexte, la croissance du parc bi-énergie résidentielle devrait se limiter, à court
13 terme, aux clients au mazout en mesure de se convertir à moindres frais et une
14 croissance soutenue serait peu probable à long terme sans intervention commerciale.
15 Bien que toute nouvelle conversion à la bi-énergie plutôt qu'à l'électricité soit préférable,
16 le Distributeur ne dispose pas, compte tenu des besoins en puissance et des coûts

⁶ Depuis l'introduction du tarif DT au début des années 90, les économies n'ont jamais eu pour objectif de financer la totalité du coût d'un nouveau système bi-énergie. L'objectif visé par les économies était plutôt d'inciter le client à demeurer au tarif DT.

⁷ Le client bi-énergie a toutefois intérêt à fonctionner au mazout en période de pointe à un prix inférieur à 1,47 \$/litre.

1 évités qui en découlent, d'une marge de manœuvre suffisante pour financer l'acquisition
2 ou le renouvellement des équipements bi-énergie. Par ailleurs, la fragilité de l'industrie
3 du mazout comme mentionné constituerait un risque non négligeable dans l'élaboration
4 d'une intervention commerciale pour la conversion à la bi-énergie résidentielle.

2.3.2.3 Rappel des propositions tarifaires de 2006 à 2009

5 La stratégie du Distributeur des dernières années touche principalement les prix
6 d'énergie hors pointe et en pointe.

7 Lors des demandes tarifaires précédentes, le Distributeur avait proposé de hausser
8 davantage le prix hors pointe que le prix en pointe (R-3579-2005 et R-3610-2006) et
9 ultimement, de hausser uniquement le prix hors pointe (R-3644-2007). Cette approche
10 visait à améliorer le signal de prix tout en préservant les économies annuelles réalisées
11 par le client sans atténuer son intérêt à utiliser le combustible lorsqu'il fait froid, ni
12 compromettre la neutralité entre le tarif DT et le tarif D.

13 Lors de la demande tarifaire R-3677-2008, c'est l'évolution rapide du prix du mazout au
14 cours de l'hiver 2007-2008 qui a contraint le Distributeur à revoir à court terme
15 l'application de sa stratégie tarifaire⁸. La marge de manœuvre dont disposait le
16 Distributeur pour geler de nouveau le prix en pointe était devenue pratiquement
17 inexistante et la poursuite d'un tel gel aurait pu compromettre l'effacement associé à la
18 bi-énergie résidentielle.

19 Face à l'évolution incertaine du prix du mazout à court terme, le Distributeur a donc jugé
20 prudent de hausser uniquement le prix en pointe en 2009. Cette proposition a permis,
21 par le fait même, d'augmenter l'économie du client au tarif DT et ainsi, contribuer à
22 consolider son intérêt à fonctionner en mode bi-énergie et à maintenir son système de
23 chauffage bi-énergie.

24 Cette approche peut apparaître diamétralement opposée à celle approuvée en 2008,
25 mais il s'agit d'une seule et même stratégie adaptée à un contexte différent. La

⁸ Au prix de pointe de 17,55 ¢/kWh applicable au 1^{er} avril 2008, le client avait un intérêt à se chauffer au mazout si le prix de ce dernier était inférieur à 1,42 \$/litre. Or, comme mentionné précédemment, le prix du mazout a atteint 1,09 \$/litre en août 2008.

1 modification tarifaire adoptée en 2009 répondait à une réalité qui était hors du contrôle
2 du Distributeur et, de surcroît, difficile à prévoir en 2008.

2.3.2.4 Modification tarifaire proposée au 1^{er} avril 2010

3 Le Distributeur propose de poursuivre son approche telle qu'appliquée au 1^{er} avril 2009
4 et de porter la totalité de la hausse tarifaire sur le prix d'énergie applicable en période de
5 pointe. La poursuite d'une telle orientation, avec un prix du mazout qui s'élève en juin
6 2009 à environ 70 ¢/litre⁹, consolide davantage l'intérêt des clients à fonctionner en
7 mode bi-énergie. Elle permet également au Distributeur de disposer, grâce à un prix en
8 pointe plus élevé, d'une plus grande marge de manœuvre pour faire face à d'éventuelles
9 hausses du prix du mazout. Compte tenu de la hausse tarifaire proposée de 0,2 %, le
10 prix en pointe au 1^{er} avril 2010 s'élèverait à 18,25 ¢/kWh, soit l'équivalent de 1,48 \$/litre
11 et permettrait une économie d'environ 205 \$ à un prix du mazout de 70 ¢/litre.

12 Malgré tout, le Distributeur réitère l'importance d'une stratégie tarifaire flexible relative à
13 la bi-énergie résidentielle afin de répondre rapidement à un contexte en constante
14 évolution, qu'il s'agisse d'approvisionnement en électricité ou en mazout. Cette flexibilité
15 pourrait, entre autres, se traduire, s'il survenait une nouvelle flambée des prix du
16 mazout, par une diminution du prix hors pointe afin d'augmenter davantage le prix en
17 pointe et ultimement, diminuer le nombre de conversions vers l'électricité. Au niveau
18 actuel des prix du mazout et des prévisions dans un horizon de moyen terme, le
19 Distributeur n'envisage pas pour l'instant une telle possibilité.

2.3.3 Stratégie tarifaire proposée pour les tarifs domestiques

20 Le Distributeur propose de poursuivre la réforme tarifaire proposée lors de la demande
21 tarifaire 2008, approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024 et reconfirmée dans
22 sa décision D-2009-016. Cette réforme est en continuité avec la stratégie tarifaire
23 amorcée lors de la demande tarifaire 2005 et reconnue par la Régie dans ses décisions
24 D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12.

25 Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2010 sont les suivants :

⁹ Durant la semaine du 15 juin 2009, le prix du mazout à Montréal était de 68,67 ¢/litre (édition spéciale du bulletin des prix des produits pétroliers de la Régie de l'énergie).

- 1 • Un gel de la redevance ;
- 2 • Une hausse plus importante du prix de la 2^e tranche d'énergie :
- 3 o Pour les tarifs D et DM, le Distributeur propose, compte tenu du
- 4 faible niveau de la hausse proposée, de la faire porter en totalité
- 5 sur le prix de la 2e tranche d'énergie afin de tendre davantage
- 6 vers les coûts marginaux de long terme et favoriser davantage
- 7 l'efficacité énergétique ;
- 8 o Pour le tarif DT, le Distributeur propose de faire porter la totalité
- 9 de la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en
- 10 période de pointe ;
- 11 o Pour le tarif DH, le Distributeur propose, compte tenu du faible
- 12 niveau de la hausse proposée, de la faire porter en totalité sur le
- 13 prix de l'énergie applicable en période hors pointe ;
- 14 • Un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de 0,63 \$/kW de
- 15 la prime de puissance en été.

16 Les tableaux suivants présentent respectivement les tarifs D, DM et DT au 1^{er} avril 2010

17 incluant une hausse tarifaire de 0,2 % et tous les éléments de la réforme des tarifs

18 domestiques. Le Distributeur présente également l'évolution des tarifs D et DM en

19 supposant des augmentations annuelles de 2 % en 2011 et 2012 et la poursuite de la

20 réforme des tarifs domestiques amorcée le 1^{er} avril 2009.

TABLEAU 11
ILLUSTRATION DE L'ÉVOLUTION POSSIBLE DES TARIFS D ET DM

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	Ratio	Primes de puissance	
	¢/jour	¢/kWh		2 ^e / 1 ^{re}	Hiver \$/kW	Été
Actuel - 1^{er} avril 2009	40,64	5,45	7,46	1,37	6,21	0,63
Tarif proposé au 1^{er} avril 2010 - 0,2 %	40,64 0,0%	5,45 0,0%	7,49 0,4%	1,37	6,21 0,0%	1,26 100,0%
Tarif au 1^{er} avril 2011 - 2 %	40,64 0,0%	5,53 1,5%	7,70 2,8%	1,39	6,21 0,0%	1,89 50,0%
Tarif au 1^{er} avril 2012 - 2 %	40,64 0,0%	5,61 1,4%	7,92 2,9%	1,41	6,21 0,0%	2,52 33,3%

TABLEAU 12
TARIF DT PROPOSÉ AU 1^{ER} AVRIL 2010

Tarif DT	Structure tarifaire					
	Redevance	Hors pointe	Pointe	Ratio	Primes de puissance	
	¢/jour	¢/kWh		P / HP	Hiver \$/kW	Été
Actuel - 1^{er} avril 2009	40,64	4,33	18,14	4,19	6,21	0,63
Tarif proposé au 1^{er} avril 2010 - 0,2 %	40,64 0,0%	4,33 0,0%	18,25 0,6%	4,21	6,21 0,0%	1,26 100,0%

2.3.4 Suivi du déploiement de la réforme des tarifs domestiques

- 1 La réforme des tarifs domestiques n'impliquant pas le transfert systématique de clients
- 2 d'un tarif à l'autre, c'est donc essentiellement la réforme de la facturation de la
- 3 puissance qui a nécessité un certain déploiement.
- 4 Comme prévu lors de la demande R-3677-2008, le Distributeur a informé, par le biais de
- 5 communications ciblées, les clients domestiques potentiellement touchés par cette

- 1 réforme¹⁰ des changements apportés au tarif domestique applicable à leur abonnement.
- 2 Au total, 5 349 lettres ont été envoyées.

2.4 Tarifs généraux

2.4.1 Description des tarifs et de la clientèle

- 3 Les tableaux de la présente section sont établis à partir des données de référence pour
- 4 la période allant du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009. Les prix des tarifs généraux sont
- 5 exprimés en basse tension.

2.4.1.1 Tarif L

- 6 Le tableau 13 présente le tarif L en vigueur au 1^{er} avril 2009 ainsi que les revenus
- 7 générés par composantes tarifaires.

TABLEAU 13
TARIF L : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2008-2009

Composante	Tarif L en vigueur au 1 ^{er} avril 2009	
	Prix	M\$
Énergie (¢/kWh)	2,97	1 262
Puissance (\$/kW)	12,18	727
Dépassement :		
prime quotidienne (\$/kW)	7,11	1
prime mensuelle (\$/kW)	21,33	3
Revenu total		1 993

Note : Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

- 8 Le tableau 14 présente la répartition des abonnements, des GWh consommés et des
- 9 revenus par types de clientèle.

¹⁰ Les clients domestiques dont les équipements électriques ont exigé, au moins une fois au cours des douze derniers mois, une puissance supérieure à 50 kW.

TABLEAU 14
TARIF L : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2008-2009

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Commercial	47	2 243	118
Industriel	136	34 493	1 579
Institutionnel	27	1 473	81
Réseaux municipaux	16	4 274	215
Total	226	42 483	1 993

2.4.1.2 Tarif M

- 1 Le tableau 15 présente le tarif M en vigueur au 1^{er} avril 2009 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

TABLEAU 15
TARIF M : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2008-2009

Composante	Tarif M en vigueur le 1 ^{er} avril 2009	
	Prix	M\$ ⁽¹⁾
Énergie (¢/kWh)		
les 210 000 premiers kWh	4,51	738
le reste de l'énergie	3,12	284
Puissance (\$/kW)	13,44	811
Dépassement (\$/kW) ⁽²⁾	14,37	13
Revenu total		1 847

Notes :

1) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

2) Applicable aux abonnements existant au 31 mars 2009

- 1 Le tableau 16 présente la répartition des abonnements, des GWh consommés et des
- 2 revenus par types de clientèle.

TABLEAU 16
TARIF M : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2008-2009

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Agricole	33	34	3
Commercial	7 289	12 578	907
Industriel	3 059	8 205	596
Institutionnel	2 412	4 582	336
Résidentiel	38	74	5
Total	12 831	25 474	1 847

2.4.1.3 Tarif G

- 3 Le tableau 17 présente le tarif G en vigueur au 1^{er} avril 2009 ainsi que les revenus
- 4 générés par composantes tarifaires.

TABLEAU 17
TARIF G : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2008-2009

Composante	Tarif G au 1 ^{er} avril 2009	
	Prix	M\$
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	36
Énergie (¢/kWh)		
les 15 090 premiers kWh	8,82	917
le reste de l'énergie	4,64	86
Puissance ² (\$/kW pour l'excédent de 50 kW)	15,54	70
Revenu total		1 109

Notes :

1) Incluant les clients facturés au montant minimal.

2) Les revenus présentés tiennent compte de l'application des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

- 1 Le tableau 18 présente la répartition des abonnements, des GWh consommés et des
2 revenus par types de clientèle en mettant en évidence les clients facturés pour la
3 puissance pour au moins une période de consommation par année.

TABLEAU 18
TARIF G : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2008-2009

	Abonnements		Consommation annuelle (GWh)		Revenus totaux (M\$)	
	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée
Agricole	370	47	21	11	2	1
Commercial	203 005	17 320	10 506	4 006	950	352
Industriel	5 623	1 005	417	227	39	21
Institutionnel	20 304	3 372	1 272	694	115	62
Résidentiel	812	81	41	18	4	2
Total	230 114	21 825	12 257	4 956	1 109	438
% avec puissance facturée		9 %		40 %		39 %

- 4 La consommation moyenne des clients facturés pour la puissance est de 227 000 kWh
5 pour la période observée, soit près de sept fois plus que la consommation moyenne des
6 clients n'étant pas facturés en puissance (soit 35 000 kWh).

3 IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE

3.1 Revenus prévus par catégories et composantes tarifaires

- 7 La hausse proposée de 0,2 % permet d'augmenter globalement les revenus du
8 Distributeur de 19 M\$ en 2010 dont 13 M\$ du 1^{er} avril au 31 décembre 2010.
9 Le tableau 19 donne une ventilation de la provenance des 13 M\$ par catégories
10 tarifaires.

TABLEAU 19
REVENUS GÉNÉRÉS PAR CATÉGORIES TARIFAIRES EN 2010 (M\$)¹

	Sans la hausse du 1 ^{er} avril 2010	Incluant la hausse du 1 ^{er} avril 2010	Différence
Domestique	4 432	4 338	6
Petite puissance	1 388	1 390	2
Moyenne puissance	1 858	1 861	3
Grande puissance	1 771	1 774	3
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	9 450	9 463	13
Contrats spéciaux	684	684	s/o
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	0	0	0
<i>Total</i>	10 134	10 147⁽²⁾	13

Notes :

- 1) Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.
- 2) Excluant la provision réglementaire de 6 M\$ provenant des mois de janvier à mars 2010.

3.2 Facture des clients

3.2.1 Tarifs domestiques

3.2.1.1 Distribution des impacts

- 1 Le tableau 20 offre une distribution des impacts chez les clients domestiques. L'annexe
- 2 A présente une distribution plus complète de ces impacts.

TABLEAU 20
TARIF D : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 0,2 %

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
0 et moins (min : 0)	16,6
De 0 à 0,2	45,7
De 0,2 à 0,4	37,6
0,4 et plus (max : 9,0)	0,1
Total	100,0

3.2.1.2 Impact sur les factures mensuelles

- 1 Le tableau suivant présente les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle
- 2 de consommations types. L'annexe B fournit l'impact par consommations types et par
- 3 composantes tarifaires.

TABLEAU 21
TARIF D : IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES

Énergie kWh	Facture au tarif actuel \$	Facture au tarif proposé \$	Écart \$	Écart %
625	46,25	46,25	0,00	0,0
750	53,07	53,07	0,00	0,0
1 000	68,70	68,73	0,03	0,0
2 000	143,30	143,63	0,33	0,2
3 000	217,90	218,53	0,63	0,3

3.2.1.3 Impact sur le client moyen

- 4 Le tableau 22 illustre les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle
- 5 d'électricité des clients domestiques.

TABLEAU 22
TARIF D : IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE MENSUELLE
MOYENNE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2008-2009	Facture mensuelle (\$)		Augmentation (\$)	Augmentation (%)
	Tarif actuel	Tarif incluant hausse de 0,2 %		
Moyenne des clients (17 671 kWh)	107,70	107,94	0,24	0,2
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (19 407 kWh)	117,52	117,79	0,27	0,2
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (13 207 kWh)	82,44	82,61	0,17	0,2
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 484 kWh)	158,73	159,12	0,39	0,2

3.2.1.4 Impact sur des cas types d'habitation

- 1 À titre illustratif, le tableau 23 présente les impacts de la hausse tarifaire sur certains cas
- 2 types d'habitation.

TABLEAU 23
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR CERTAINS CAS TYPES
D'HABITATION AU DOMESTIQUE

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité -	Grande maison -	Très grande maison	Maison imposante	Grand client	Client 1 ^{re} tranche	Multi-logement
	17 671 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	62 840 kWh	100 kW 411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
Actuel - 1 ^{er} avril 2009	1 292 \$	825 \$	1 466 \$	1 905 \$	2 319 \$	3 122 \$	4 616 \$	32 150 \$	745 \$	8 869 \$
Tarif proposé - 1 ^{er} avril 2010	3 \$ 0,2%	1 \$ 0,1%	3 \$ 0,2%	5 \$ 0,2%	6 \$ 0,3%	10 \$ 0,3%	16 \$ 0,3%	376 \$ 1,2%	0 \$ 0,0%	18 \$ 0,2%

3.2.1.5 Impact sur les clients à faible revenu

- 3 Le Distributeur présente les impacts de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible
- 4 revenu. Il utilise à cette fin les dernières données disponibles de Statistique Canada
- 5 relatives aux dépenses des ménages (données de 2007) d'où est extraite la dépense

- 1 moyenne par ménage pour l'électricité en fonction du revenu du ménage. Le tableau 24
2 présente cette information par déciles de revenus.

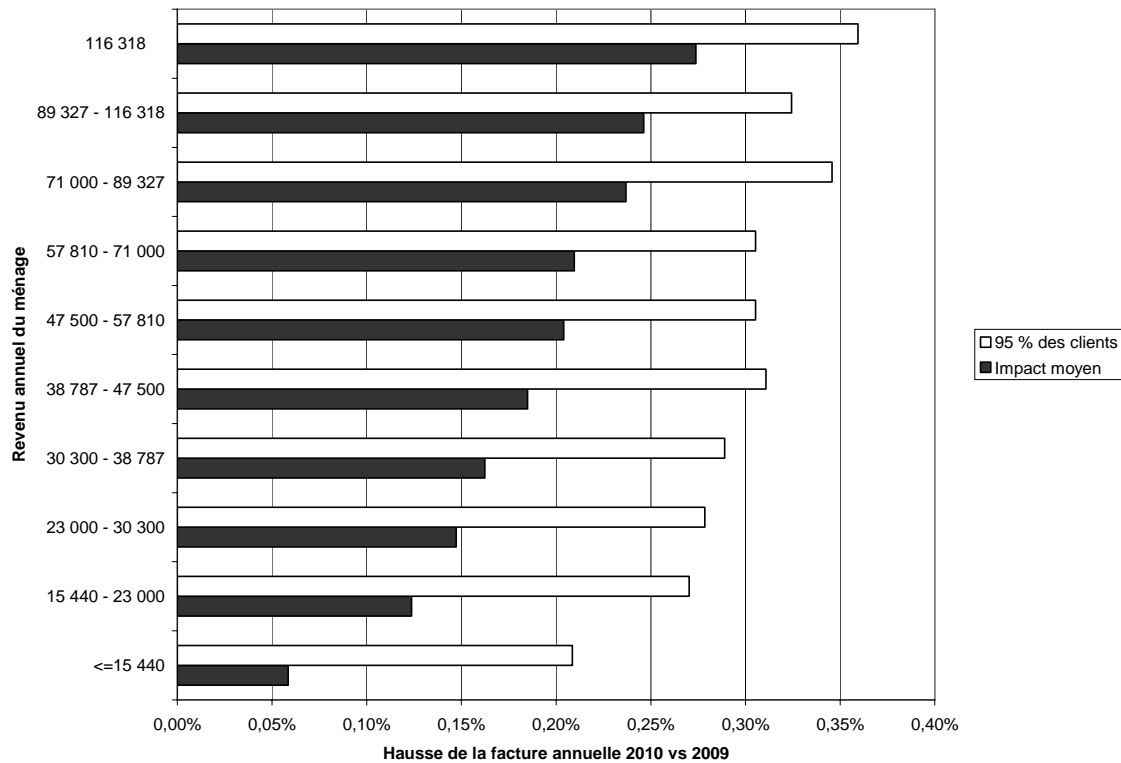
TABLEAU 24
DESCRIPTION DES DÉCILES UTILISÉS

	Revenu annuel du ménage \$	Dépense annuelle moyenne pour l'électricité \$
1er décile	15 440 et moins	785
2e décile	15 440 - 23 000	1 012
3e décile	23 000 - 30 300	1 108
4e décile	30 300 - 38 787	1 177
5e décile	38 787 - 47 500	1 296
6e décile	47 500 - 57 810	1 409
7e décile	57 810 - 71 000	1 448
8e décile	71 000 - 89 327	1 659
9e décile	89 327 - 116 318	1 743
10e décile	116 318	2 043

- 3 Le Distributeur a également demandé un indice de dispersion de la dépense en
4 électricité pour chacun des déciles, ce qui lui permet d'évaluer les impacts maximums
5 par tranches de revenu. Cette dépense maximale permet de saisir la borne maximale de
6 95 % de tous les répondants par déciles. La figure suivante donne les impacts de la
7 hausse par déciles.¹¹

¹¹ Pour plus d'information sur la méthode utilisée pour calculer ces impacts, voir la pièce HQD-12, document 1 de la demande R-3677-2008, section 3.2.1.5.

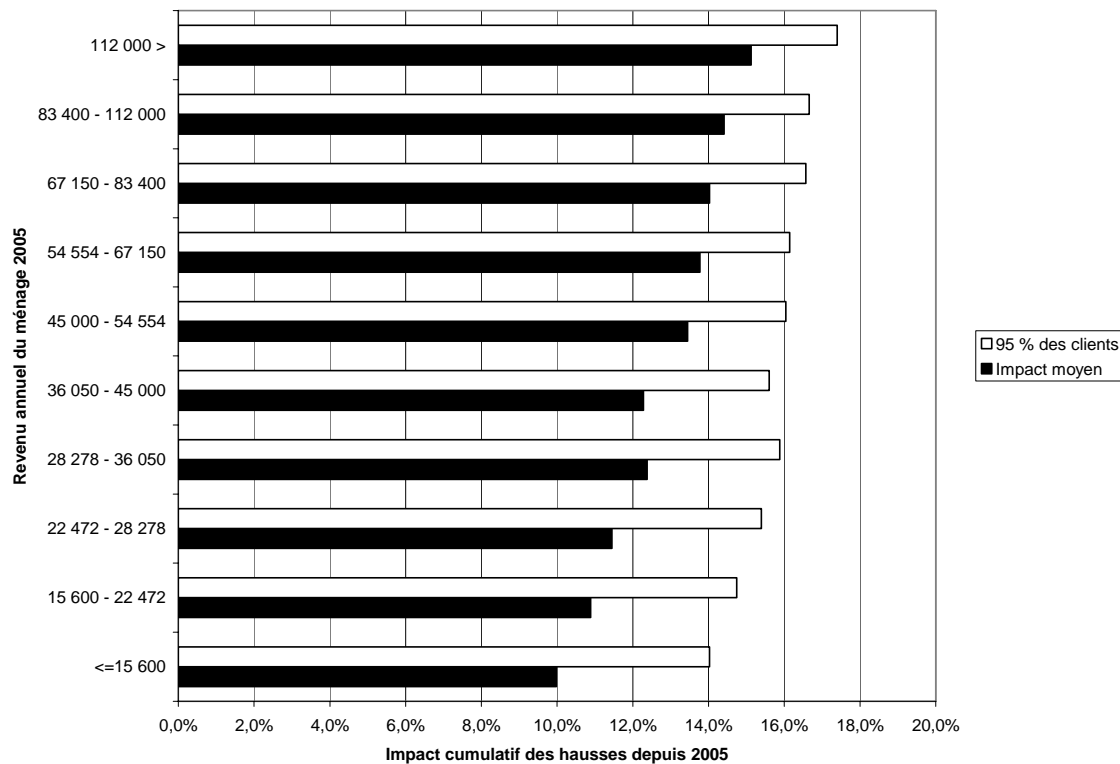
FIGURE 2
DISPERSION DES IMPACTS DE LA HAUSSE DE 2010 SELON LE DÉCILE DE REVENU



La stratégie d'appliquer une hausse tarifaire plus importante en 2^e tranche a débuté au 1^{er} avril 2006. La figure suivante illustre l'impact de ces cinq années en prenant comme base la dépense des ménages de 2005¹².

¹² Les données de 2005 ont été utilisées dans le dossier tarifaire R-3644-2007 à la pièce HQD-12, document 1. Il s'agissait, au moment de la présentation du dossier, des données les plus récentes disponibles.

FIGURE 3
DISPERSION DES IMPACTS CUMULATIFS DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE DEPUIS 2005 SELON LE DÉCILE DE REVENU



3.2.2 Tarifs généraux

3.2.2.1 Distribution des impacts

1 En continuité avec les orientations du dossier tarifaire R-3677-2008, le Distributeur
 2 propose pour 2010 de faire de nouveau porter les hausses tarifaires uniquement sur la
 3 composante énergie. Aux tarifs G et M, le Distributeur propose d'appliquer la hausse
 4 uniquement sur les prix des deuxièmes tranches d'énergie, ce qui permet d'atténuer la
 5 dégressivité des tarifs même si la hausse tarifaire demandée est relativement faible.

6 L'application d'une hausse portant uniquement sur la composante énergie est
 7 également retenue pour le tarif L. En effet, il faut rappeler que les tarifs généraux
 8 évoluent conjointement et qu'il est préférable qu'ils suivent des orientations communes.

- 1 Puisque les crédits d'alimentation sont calibrés sur la hausse des prix de puissance des
2 tarifs M et L, le Distributeur propose de les maintenir à leur niveau actuel.
3 Tel qu'illustré dans les tableaux ci-après, les tarifs proposés ne génèrent pas d'impacts
4 majeurs.

Tarif L

- 5 Les impacts de la hausse tarifaire proposée sur la clientèle au tarif L sont présentés au
6 tableau 25. Un graphique de la distribution des impacts figure à l'annexe A.

TABLEAU 25
TARIF L : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 0,2 %

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
De 0,1 à 0,2 (minimum : 0,1)	54,0
0,2	46,0
Total	100,0

Tarif M

- 7 Le tableau 26 présente les impacts de la hausse proposée sur les clients du tarif
8 M. Un graphique de la distribution des impacts figure à l'annexe A

TABLEAU 26
TARIF M : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 0,2 %

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
De 0,0 à 0,2 (minimum : 0,0)	88,6
De 0,2 à 0,4	6,6
De 0,4 à 0,6	4,3
0,6 et plus (maximum : 0,7)	0,5

Total	100,0
-------	-------

Tarif G

- 1 Le tableau 27 présente les impacts de la hausse proposée sur la clientèle au tarif G. Un
- 2 graphique de la distribution des impacts figure à l'annexe A.

TABLEAU 27
TARIF G : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 0,2 %

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
De 0,0 à 0,2 (minimum : 0,0)	93,6
De 0,2 à 0,4	2,4
De 0,4 à 0,7	2,4
De 0,7 à 1,0	1,3
1,0 et plus (maximum : 2,1)	0,2
Total	100,0

3.2.2.2 Impacts sur les factures mensuelles

Tarif L

- 3 Le tableau 28 présente les variations de factures engendrées par l'application de la
- 4 hausse proposée pour des consommations types au tarif L.
- 5 Pour l'ensemble des tarifs généraux, les impacts par consommations types et
- 6 composantes tarifaires sont présentés à l'annexe B.

TABLEAU 28
TARIF L : IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES

<i>Puissance</i>	<i>Énergie</i>	<i>Facture au tarif actuel</i>	<i>Facture au tarif proposé</i>	<i>Écart</i>	<i>Écart</i>
<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>%</i>
5 000	2 340 000	125 060	125 294	234	0,2%
5 000	3 060 000	146 444	146 750	306	0,2%
10 000	5 760 000	266 505	267 081	576	0,2%
30 000	17 520 000	806 643	808 395	1 752	0,2%
50 000	23 400 000	1 172 145	1 174 485	2 340	0,2%
50 000	30 600 000	1 385 985	1 389 045	3 060	0,2%
50 000	32 750 000	1 449 840	1 453 115	3 275	0,2%

Tarif M

- 1 Le tableau 29 présente les variations de factures mensuelles pour des consommations
- 2 types au tarif M suite à l'application de la hausse tarifaire proposée.

TABLEAU 29
TARIF M : IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES

<i>Puissance</i>	<i>Énergie</i>	<i>Facture au tarif actuel</i>	<i>Facture au tarif proposé</i>	<i>Écart</i>	<i>Écart</i>
<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>%</i>
100	25 000	2 472	2 472	-	0,0%
500	200 000	15 740	15 740	-	0,0%
1 000	400 000	28 839	28 915	76	0,3%
2 500	1 170 000	70 354	70 738	384	0,5%

Tarif G

- 1 Le tableau 30 présente les variations de factures mensuelles engendrées par
- 2 l'application de la hausse proposée pour des consommations types au tarif G.

TABLEAU 30
TARIF G : IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES

<i>Puissance</i>	<i>Énergie</i>	<i>Facture au tarif actuel</i>	<i>Facture au tarif proposé</i>	<i>Écart</i>	<i>Écart</i>
<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>%</i>
6	750	78	78	-	0,0%
14	2 000	189	189	-	0,0%
40	10 000	894	894	-	0,0%
80	40 000	2 965	2 995	30	1,0%

4 POSITION CONCURRENTIELLE

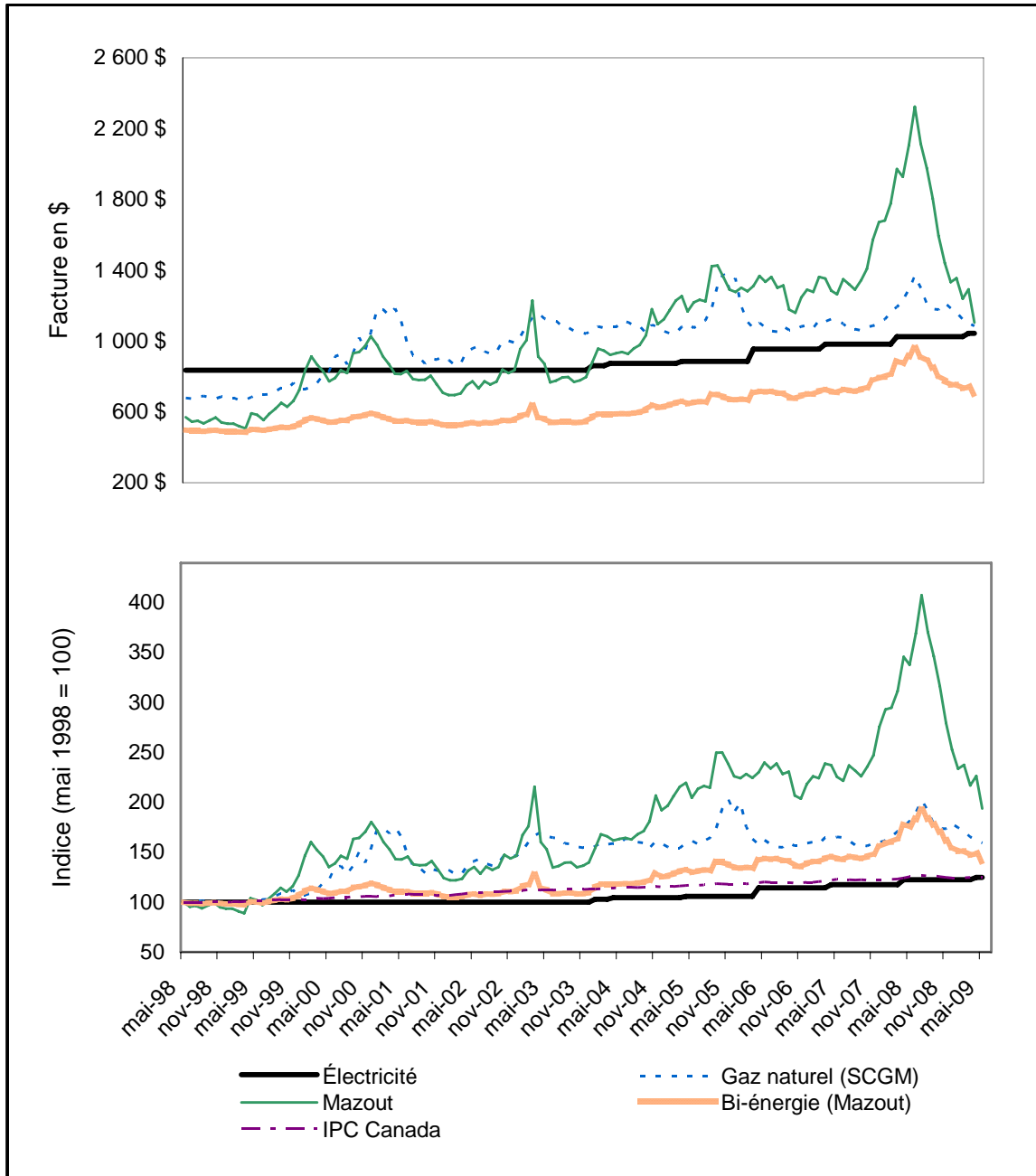
4.1 Au Québec

1 Le Distributeur détient le monopole de la vente au détail de l'électricité au Québec ; la
2 concurrence provient essentiellement du gaz naturel et du mazout, utilisés à titre de
3 source d'énergie alternative, principalement pour le chauffage.

4.1.1 Secteur résidentiel

4 La fluctuation importante des prix des combustibles des dernières années, présentée à
5 la figure 4, a créé un environnement instable et peu attrayant pour le consommateur
6 résidentiel. Depuis mai 1998, la facture de chauffage des locaux pour une maison
7 unifamiliale moyenne chauffée au mazout ou au gaz naturel a crû respectivement de
8 127 % et de 62 %.

FIGURE 4
FACTURES ANNUELLES ET INDICES POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL



Note : Taux d'efficacité des appareils de chauffage au mazout et au gaz naturel de 70 %, et 75 % pour la bi-énergie.

1 Le tableau suivant présente les prix unitaires pour le chauffage des locaux au cours de
 2 l'hiver 2008-2009 et l'équivalent en ¢/kWh pour deux niveaux d'efficacité d'appareils de
 3 chauffage aux combustibles (70 %, taux d'efficacité moyen et 90 %, appareil à haut
 4 rendement énergétique).

TABLEAU 31
FRAIS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL
HIVER 2008-2009

	Électricité		Mazout no. 2 ¹		Gaz naturel			Total		
	(¢/kWh)	(¢/litre)	(¢/kWh-é)		Fourniture et compression	Transport, équilibrage et Fonds vert ²	Distribution ³	(¢/m ³)	(¢/kWh-é)	
			@70%	@90%					@70%	@90%
Août 2008	7,33	113,71	15,05	11,71	33,208	9,082	25,964	68,254	9,26	7,21
Septembre 2008	7,33	106,30	14,07	10,94	28,336	9,082	25,964	63,382	8,60	6,69
Octobre 2008	7,33	97,11	12,86	10,00	26,978	9,082	25,964	62,024	8,42	6,55
Novembre 2008	7,33	85,78	11,36	8,83	26,790	9,082	25,964	61,836	8,39	6,53
Décembre 2008	7,33	77,61	10,27	7,99	26,924	11,014	25,855	63,793	8,66	6,73
Janvier 2009	7,33	71,73	9,50	7,39	25,366	11,014	25,855	62,235	8,45	6,57
Février 2009	7,33	72,94	9,66	7,51	24,080	11,014	25,855	60,949	8,27	6,43
Mars 2009	7,33	66,61	8,82	6,86	22,100	11,014	25,855	58,969	8,00	6,23
Avril 2009	7,46	69,53	9,20	7,16	20,764	11,014	25,855	57,633	7,82	6,08
Moyenne pondérée par les degrés-jours de chauffage	7,34	76,29	10,10	7,85	24,984	10,616	25,877	61,478	8,34	6,49

1) Source : Régie de l'énergie, première publication du mois.

2) Excluant les ajustements d'inventaires et incluant la contribution au Fonds vert de 1,060 ¢/m³, en vigueur au 1^{er} décembre 2008.

3) Chauffage des locaux pour une maison moyenne (158 m²) située à Montréal, excluant les frais de base. La majorité des clients résidentiels de SCGM retirent uniquement du gaz en 1^{re} tranche du tarif de distribution D1 (qui compte 9 tranches dégressives).

5 À 7,33 ¢/kWh — soit le prix de la 2^e tranche du tarif D en vigueur le 1^{er} avril 2008 —, les
 6 clients résidentiels chauffés à l'électricité durant l'hiver 2008-2009 ont été généralement
 7 avantagés par rapport à ceux qui ont choisi le mazout ou le gaz naturel. Le surcoût des
 8 frais d'entretien et d'acquisition d'un appareil de chauffage à combustible par rapport à
 9 un système de plinthes électriques (approximativement 3,04 et 4,20 ¢/kWh
 10 respectivement pour une maison moyenne chauffée au mazout et au gaz naturel)
 11 accentue l'avantage concurrentiel de l'électricité dans le secteur résidentiel.

4.1.2 Secteur commercial, institutionnel et industriel

12 La concurrence des combustibles pour le chauffage de l'espace dans le secteur
 13 commercial, institutionnel et industriel est plus forte que dans le secteur résidentiel. Pour
 14 évaluer la position concurrentielle de l'électricité dans ce marché, il faut considérer les

- 1 besoins en énergie et en puissance pour le chauffage à la marge des autres usages. Le
 2 tableau suivant trace le portrait de la situation pour l'hiver 2008-2009 pour un édifice à
 3 bureaux, en considérant seulement la facture énergétique pour deux niveaux d'efficacité
 4 d'appareils de chauffage aux combustibles.

TABLEAU 32
FRAIS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DE L'ESPACE
ÉDIFICE À BUREAUX SITUÉ À MONTRÉAL
HIVER 2008-2009

	Électricité (¢/kWh)	Mazout no. 2 ¹ (¢/kWh-é)		Gaz naturel ² (¢/kWh-é)	
		@70%	@90%	@70%	@90%
		Août 2008	7,12	13,82	10,81
Septembre 2008	7,12	12,73	9,96	6,69	5,29
Octobre 2008	7,12	11,96	9,34	6,51	5,15
Novembre 2008	7,12	9,86	7,74	6,48	5,13
Décembre 2008	7,12	8,69	6,83	6,82	5,39
Janvier 2009	7,12	8,23	6,46	6,61	5,22
Février 2009	7,12	7,53	5,96	6,44	5,09
Mars 2009	7,12	7,09	5,59	6,17	4,88
Avril 2009	7,31	7,58	5,98	5,99	4,74

Notes :

- 1) Prix de détail et prix à la rampe de chargement de Montréal (excluant le transport pour ce dernier).
 2) Excluant les frais de base et les ajustements d'inventaires.

4.2 En Amérique du Nord

- 5 Le tableau 33 met en perspective les résultats de l'analyse annuelle, effectuée par le
 6 Distributeur, des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines.¹³

¹³ Source : *Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines (avril 2009)*. La version électronique sera disponible sous peu sur le site Internet d'Hydro-Québec.

TABLEAU 33
INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD
(AVRIL 2009)

	Clients résidentiels (1 000 kWh)	Clients de petite puissance (40 kW - 10 000 kWh)	Clients de moyenne puissance (1 000 kW - 400 000 kWh)	Clients de grande puissance (5 000 kW - 3 060 000 kWh)
Villes canadiennes				
- Montréal	100	100	100	100
- Toronto	167	124	129	179
- Winnipeg	101	76	72	82
- Moncton	170	135	148	146
- Edmonton	149	110	104	127
- Vancouver	104	90	78	102
Villes Américaines				
- New York	369	287	305	180
- Chicago	219	149	176	249
- Détroit	224	146	143	170
- Portland	160	106	101	131
- Seattle	121	78	85	126

- 1 Les hausses tarifaires obtenues ou demandées par les distributeurs d'électricité au
- 2 Canada pour la période 2008-2010 sont présentées au tableau suivant. Malgré la
- 3 hausse tarifaire demandée pour le 1^{er} avril 2010, Hydro-Québec Distribution continuera
- 4 de fournir aux Québécois l'électricité à un prix avantageux.

**TABLEAU 34
HAUSSES TARIFAIRES 2008-2010 DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarque
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2008	2,9 %	
	1 ^{er} avril 2009	1,2 %	
BC Hydro (BC)	1 ^{er} avril 2008	2,34 %	La hausse intérimaire de 6,56 % a été révisée le 27 mars 2009 Hausse intérimaire
	1 ^{er} avril 2009	8,74 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 ^{er} avril 2008	3,0 %	
	1 ^{er} avril 2009	3,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 ^{er} novembre 2008	7,9 % ¹	
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2009	-24,0 % ²	
Hydro Ottawa (ON)	1 ^{er} mai 2008	1,5 % ³	Distribution seulement
		0,6 % ³	Variation de la facture totale
	1 ^{er} novembre 2008	5,8 % ³	Variation de la facture totale
	1 ^{er} mai 2009	5,9 % ³	Distribution seulement
		3,3 % ³	Variation de la facture totale
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} juillet 2008	4,95 %	
	1 ^{er} avril 2009	2,86 %	
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} avril 2009	8,4 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} juillet 2008	5,9 %	Hausse applicable à la clientèle résidentielle et générale
	1 ^{er} juillet 2009	-6,6 %	Baisse applicable à la clientèle résidentielle et générale
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2008	5,9 %	
	1 ^{er} juillet 2009	-6,6 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2009	9,28 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} juin 2009	8,50 %	
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} novembre 2008	-1,3 % ³	Distribution seulement
		5,2 % ³	Variation de la facture totale
	1 ^{er} mai 2009	3,1 % ³	Distribution seulement
		2,3 % ³	Variation de la facture totale
Hausses tarifaires demandées			
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} janvier 2010	6,1 %	

1) Modifications applicables aux clients dont les abonnements sont assujettis aux tarifs réglementés.

2) Impact sur la facture globale d'un client résidentiel (1 000 kWh/mois) de la baisse du tarif de fourniture et du tarif de distribution au 1^{er} avril 2009 ainsi que de la hausse du tarif de transport au 1^{er} janvier 2009.

3) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel - 1 000 kWh par mois).

5 TARIFS PROPOSÉS

- 1 La nouvelle grille tarifaire est présentée en HQD-12, document 2. Les prix ont été
- 2 calculés selon la méthode expliquée à la section 5 de la pièce HQD-12, document 1 de
- 3 la demande R-3677-2008.

6 SEGMENTATION DE LA CLIENTÈLE ET ANALYSE DES TARIFS GÉNÉRAUX

- 4 Dans le cadre du dossier R-3677-2008, le Distributeur s'est engagé à compléter son
- 5 analyse de la segmentation de la clientèle des tarifs généraux. Cette dernière étape
- 6 consiste à analyser les coûts pour des segments particuliers de clients à l'intérieur des

1 catégories actuelles des tarifs généraux afin de valider si les seuils d'application de ces
2 tarifs sont toujours pertinents. Également, cette analyse vise à valider qu'il n'existe pas
3 de dégressivité des coûts en fonction de la taille des clients; conséquemment, des
4 clients de même facteur d'utilisation (FU) devraient assumer les mêmes coûts unitaires
5 indépendamment de leur consommation annuelle d'énergie.

6 Les sections suivantes présentent l'essentiel du contenu de la séance de travail du
7 25 mai 2009.

6.1 Segmentation de la clientèle

6.1.1 Segmentation étudiée

8 Aux fins du présent exercice, le Distributeur a retenu six segments. Ce choix, tant au
9 niveau des seuils (kW) que du nombre de segments analysés, est basé sur les
10 considérations suivantes.

11 D'abord, il n'y a pas vraiment de frontières naturelles à l'intérieur des tarifs de base. Le
12 choix des frontières se devait par conséquent de représenter la meilleure homogénéité
13 possible compte tenu de la taille des clients et de la variété des FU associés à chaque
14 niveau de consommation.

15 Ensuite, en sachant que la réforme tarifaire affecte surtout la clientèle se situant aux
16 frontières des tarifs, l'exercice se devait d'établir des coûts pour des segments
17 comprenant la totalité des clients visés par la réforme. Le choix du seuil de
18 segmentation devait éviter que les clients visés par la réforme proviennent de plusieurs
19 segments pour être transférés dans plusieurs autres segments, ce qui aurait complexifié
20 l'évaluation des résultats. C'est pourquoi il était primordial de limiter les segments aux
21 seuils pertinents aux fins du présent exercice.

22 Enfin, pour chacun des segments, les mêmes critères de répartition des coûts que ceux
23 utilisés pour les catégories de consommateurs devaient pouvoir être appliqués au
24 niveau des segments, dans la mesure de la disponibilité de l'information au niveau des
25 coûts et des caractéristiques de consommation.

1 Ainsi, les tarifs de base ont été scindés en deux segments chacun, tels que présentés
 2 au tableau 35. Pour le tarif G, un seuil de segmentation à 50 kW s'est avéré le plus
 3 pertinent étant donné que les clients de plus de 50 kW sont facturés en puissance. Ce
 4 choix est également pertinent quant à la réforme des tarifs généraux, les clients
 5 susceptibles de migrer vers un autre tarif étant tous inclus dans le segment G2.

6 Pour le tarif M, le seuil a été fixé à 1 500 kW. Comme pour le tarif G, ce sont les clients
 7 se trouvant dans le deuxième segment (M2) qui auront intérêt à migrer vers le tarif L aux
 8 termes de la réforme. D'ailleurs, ce seuil a constitué une frontière qui a servi à
 9 déterminer des groupes homogènes dans le cadre du programme de mesurage.

10 Enfin, pour le tarif L, le Distributeur possède les données de mesurage de tous les
 11 clients. Il a été possible d'analyser l'ensemble des clients, en fonction de leurs FU
 12 respectifs et de leurs niveaux de consommation, et ainsi constater que le seuil de
 13 10 000 kW présentait la meilleure homogénéité des deux segments qui en découlaient.

**TABLEAU 35
PRÉSENTATION DES SEGMENTS**

Segments	Abonnements	Énergie (GWh)	Puissance* (MW)
Tarif G	295 782	13 201	2 801
Moins de 50 kW (G1)	267 750	7 920	1 637
Plus de 50 kW (G2)	28 032	5 281	1 164
Tarif M	13 099	27 189	4 952
Moins de 1 500 kW (M1)	12 508	19 386	3 571
Plus de 1 500 kW (M2)	591	7 802	1 381
Tarif L	250	40 074	5 240
Moins de 10 000 kW (L1)	124	4 245	590
Plus de 10 000 kW (L2)	126	35 830	4 650

* pointe coïncidente avec la courbe de charge du Distributeur

6.1.2 Analyse des segments

- 1 Les figures 5 et 6 présentent un portrait de la clientèle des tarifs généraux et de chacun
- 2 des segments.

FIGURE 5
ÉNERGIE (MWH/ABONNEMENT)

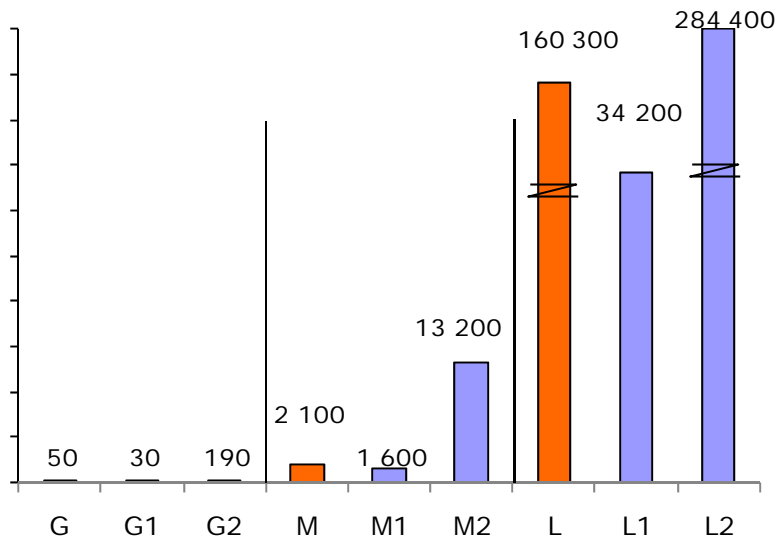
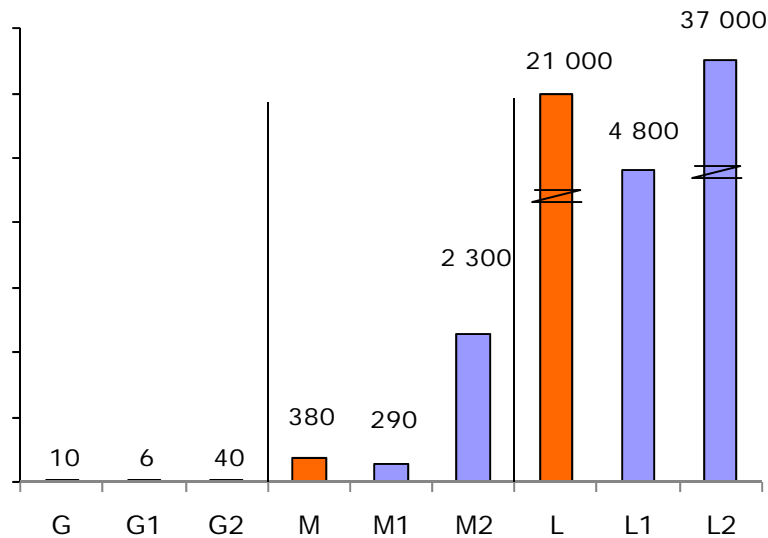


FIGURE 6
PUISSANCE (KW/ABONNEMENT)

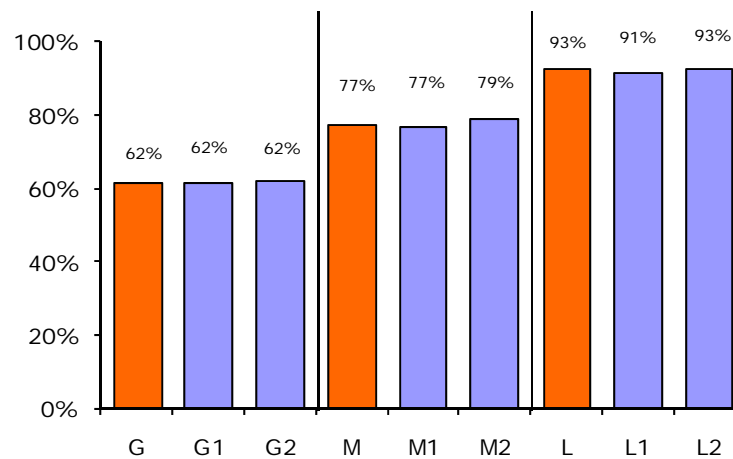


1 Les données de puissance et d'énergie par abonnement montrent une certaine
2 progression des niveaux de consommation entre les tarifs G, M et L. Cette progression
3 est également présente entre les segments de G1 à L2, ce qui est conséquent avec le
4 fait que les catégories de consommateurs sont déclinées en fonction de leur appel de
5 puissance. Bien que les segments semblent relativement distincts entre eux,
6 l'information présentée constitue des moyennes, chacun de ces segments étant
7 composé de clients présents tant aux limites inférieures que supérieures des seuils
8 déterminés.

9 Ainsi, cette segmentation permet de vérifier la capacité des structures tarifaires actuelles
10 à capter cette disparité. Elle permet également de mieux saisir l'impact et la pertinence
11 de la réforme tarifaire avec une compréhension plus fine de l'origine et de la destination
12 des clients visés par cette réforme. Par exemple, pour le segment G2, bien que la
13 moyenne se situe autour de 190 MWh/abonnement, ce sont les clients de
14 250 MWh/abonnement qui sont susceptibles de migrer vers le segment M1, dont la
15 consommation moyenne est de 1 600 MWh/abonnement. De la même façon, pour le
16 segment M2, les clients qui transfèrent vers le segment L1 se situent autour de
17 22 000 MWh/abonnement alors que la moyenne est de 13 200 MWh/abonnement.

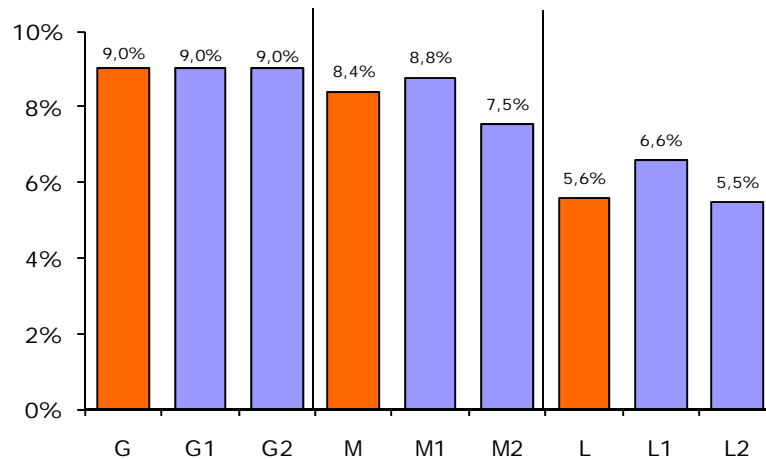
1 Les trois figures suivantes présentent les caractéristiques de consommation des
2 segments choisis, pertinents dans l'établissement des coûts par catégories de
3 consommateurs et par segments. Ce sont en fait les trois principaux facteurs inducteurs
4 de coûts, à savoir les FU, les taux de pertes ainsi que la proportion des abonnements
5 par niveaux de tension.

FIGURE 7
FACTEURS D'UTILISATION (%)

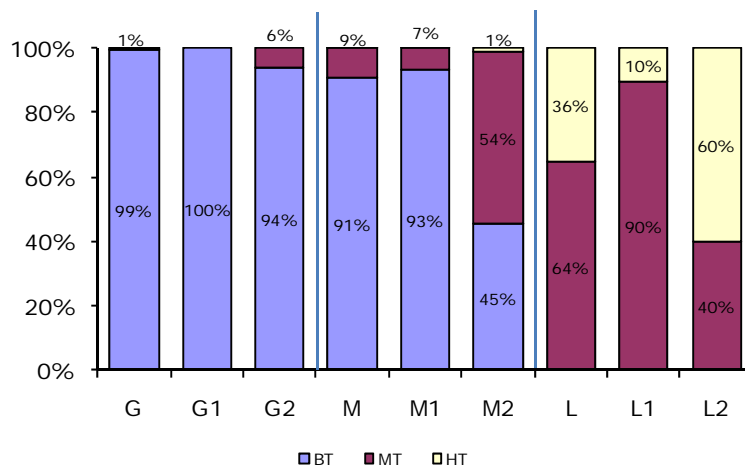


6 La figure 7 montre une augmentation des FU entre les tarifs G, M et L. Toutefois,
7 puisqu'à l'intérieur d'un tarif les segments ont plutôt des FU stables, ce facteur inducteur
8 de coût n'aura pas une incidence très significative sur les coûts distincts de segments
9 d'un même tarif.

**FIGURE 8
TAUX DE PERTES (%)**



**FIGURE 9
PROPORTION DES ABONNEMENTS PAR NIVEAUX DE TENSION (%)**



- 1 La figure 8 illustre une diminution progressive des taux de pertes entre les segments G1
- 2 et L2. Cette diminution est directement reliée à la proportion relative des abonnements
- 3 par niveaux de tension, représentée dans la figure 9, qui montre une proportion de
- 4 clients utilisant des tensions d'alimentation de plus en plus élevées. Un client utilisant

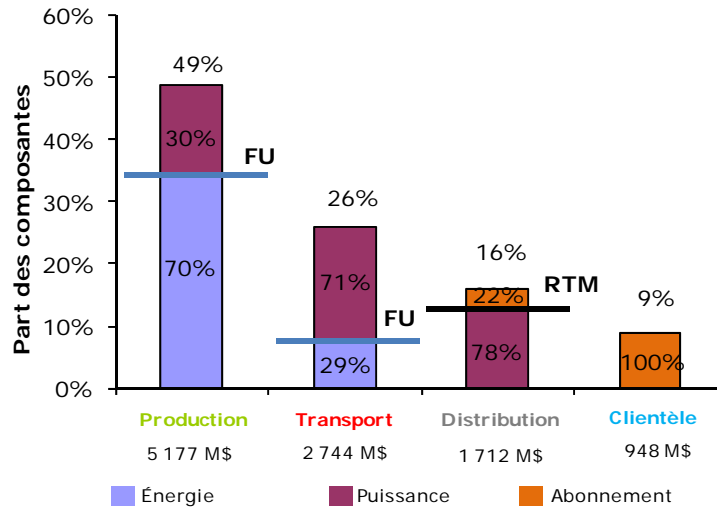
1 moins d'équipements sur le réseau du Distributeur (client en haute tension) engendrera
2 moins de pertes électriques. Au niveau des coûts, il y aura par conséquent une
3 diminution des coûts pour les segments de clients utilisant des niveaux de tension plus
4 élevés.

6.1.3 Répartition des coûts par segments et facteurs inducteurs

5 Le Distributeur a appliqué la méthode de répartition des coûts par catégories de
6 consommateurs telle qu'approuvée dans les décisions antérieures de la Régie aux
7 segments identifiés précédemment. Pour bien comprendre la façon de répartir les coûts
8 et les facteurs inducteurs de la méthode qui conditionnent les coûts appliqués à chacune
9 des catégories de consommateurs, il semble opportun de revenir sur les principaux
10 éléments de la méthode de répartition. Il est à noter que les données sont celles
11 relatives à l'année témoin projetée 2009 de la preuve R-3677-2008 et que la description
12 dans la présente section se veut une illustration simplifiée de la méthode pour des fins
13 de compréhension. Toutefois, un traitement complet a été fait en appliquant dans les
14 moindres détails la méthode de répartition approuvée par la Régie pour établir le coût de
15 chacun des segments.

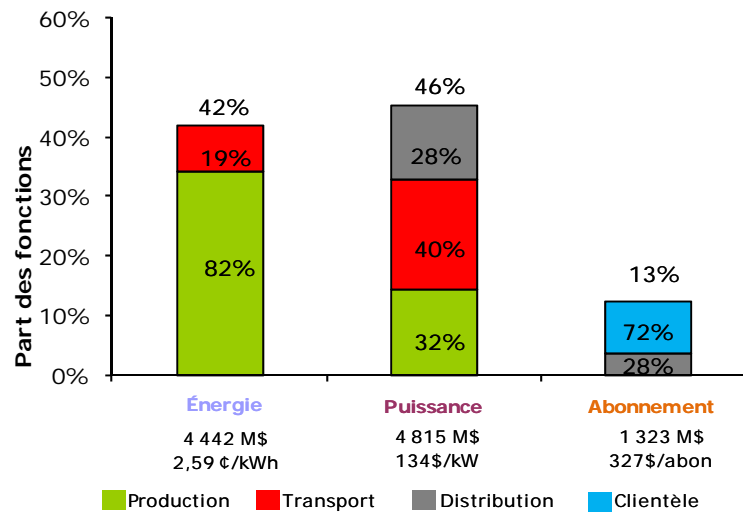
16 La méthode de répartition des coûts s'effectue en trois grandes étapes : le classement
17 par fonctions et sous-fonctions, le classement par composantes et la répartition par
18 catégories de consommateurs. Les principaux critères de classement, pour les deux
19 premières étapes, sont la tension d'alimentation (partage moyenne et basse tension), le
20 FU (partage puissance/énergie des fonctions production et transport) et l'étude du
21 réseau de taille minimale ou étude du RTM (partage puissance/abonnement de la
22 fonction distribution). Aux fins du présent exercice, la fonction Clientèle est quant à elle
23 identifiée à la composante abonnement. La figure 10 présente les principaux éléments
24 du coût de service du Distributeur par fonctions.

FIGURE 10
COÛTS PAR FONCTIONS



- 1 La figure 11 utilise les mêmes données, mais présentées selon les composantes,
- 2 mettant ainsi l'accent sur les principaux facteurs inducteurs de coûts.

FIGURE 11
COÛTS PAR COMPOSANTES



1 Ainsi, le coût total d'énergie pour toutes les catégories de consommateurs est de
2 2,59 ¢/kWh, le coût de puissance est de 134 \$/kW et finalement, le coût d'abonnement
3 est de 327 \$/abonnement.

4 D'entrée de jeu, il faut se rappeler que la méthode de répartition applique le même coût
5 unitaire, à toutes les catégories de consommateurs et à tous les segments, en fonction
6 essentiellement de ces trois facteurs inducteurs identifiés précédemment (FU, taux de
7 pertes et tension d'alimentation desservie).

8 Concernant la composante énergie, le même coût unitaire est appliqué à toute la
9 clientèle, seul le taux de pertes fait varier les coûts dépendamment du niveau de
10 tension, et ce, tant pour la production (coût unitaire variant de 2,15 ¢/kWh à 2,08 ¢/kWh)
11 que pour le transport (0,48 ¢/kWh à 0,46 ¢/kWh).

12 Pour la composante puissance, le coût unitaire est fixe pour un même niveau de
13 tension. Ainsi, la clientèle en basse tension utilisant l'ensemble des équipements sur les
14 réseaux de production, de transport et de distribution, se voit attribuer un coût unitaire
15 de 151 \$/kW, quel que soit son tarif. De la même façon, des coûts de 133 \$/kW et de
16 91 \$/kW sont appliqués pour la clientèle en moyenne et haute tension respectivement¹⁴.

¹⁴ Le coût inférieur de la fonction transport pour les clients en haute tension vient du fait que ces clients n'utilisent pas les postes abaisseurs.

FIGURE 12
ÉNERGIE PAR NIVEAUX DE TENSION

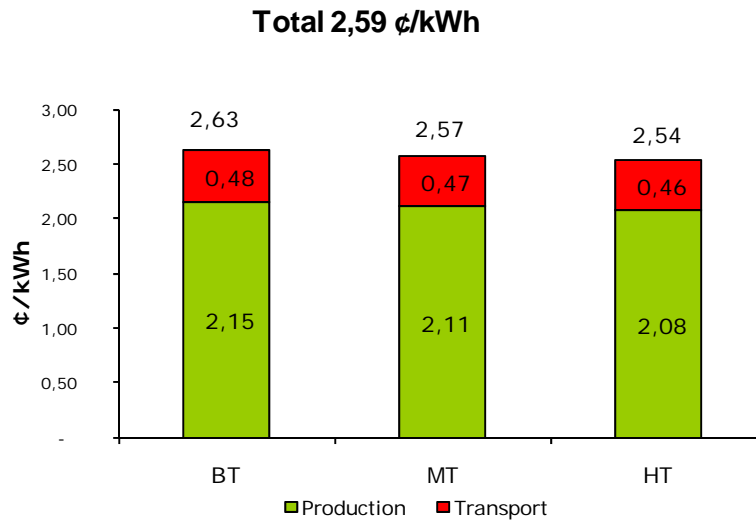
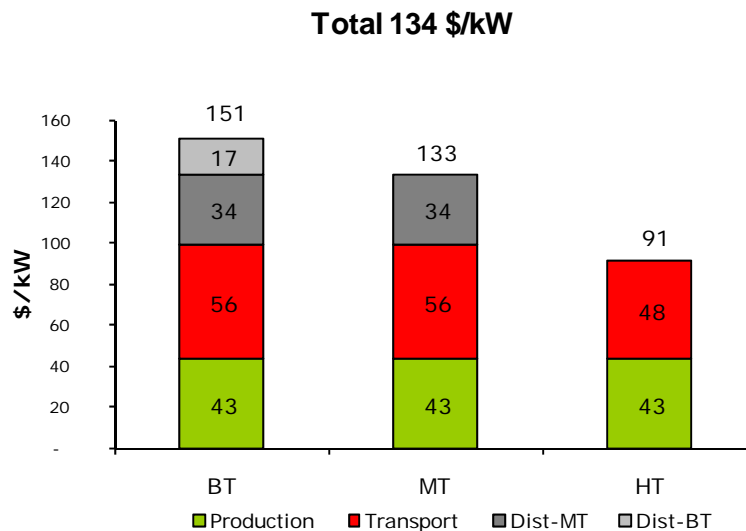


FIGURE 13
PUISSANCE PAR NIVEAUX DE TENSION



- 1 Pour la composante abonnement, certaines sous-fonctions sont également liées au
- 2 niveau de tension du client (par exemple, le réseau de taille minimale, le mesurage et
- 3 les branchements). Les autres coûts sont soit répartis en fonction d'une pondération du

1 nombre d'abonnements (sous-fonction gestion des abonnements), soit répartis en
 2 fonction des GWh (sous-fonction ventes et commercialisation), ou attribués de façon
 3 spécifique à un tarif (PGEÉ, nivellement).

4 Tout comme les composantes énergie et puissance qui attribuent un coût unitaire fixe
 5 peu importe la catégorie ou le segment du client, la composante abonnement a
 6 également comme facteur inducteur la tension d'alimentation pour une partie des coûts
 7 qui lui sont attribués. Parmi les éléments qui la composent, notons, par exemple, le
 8 réseau de taille minimale en moyenne et en basse tension, les branchements et le
 9 mesurage. Toutefois, le Distributeur n'est pas en mesure de distinguer l'ensemble des
 10 coûts d'abonnements par niveaux de tension. Aux fins de l'exercice, un coût unitaire
 11 d'abonnement par tarif a été établi comme présenté dans la figure 14. Sur une base de
 12 coûts unitaires, il se dégage une forte croissance entre les segments G1 à L2, cohérente
 13 avec des coûts croissants d'abonnement liés aux tensions d'alimentation. Toutefois,
 14 lorsqu'exprimés en proportion des coûts de service totaux pour chaque segment, les
 15 coûts d'abonnement reflètent un poids en décroissance de G1 à L2 (figure 15).

FIGURE 14
COÛT D'ABONNEMENT PAR TARIFS

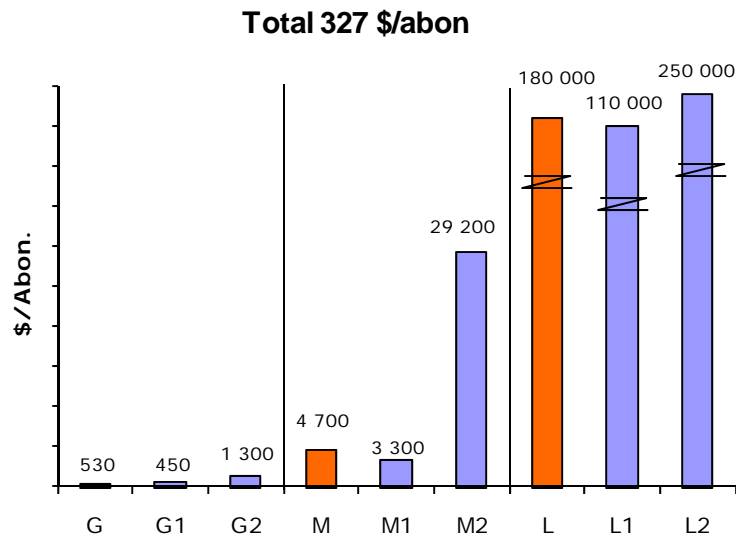
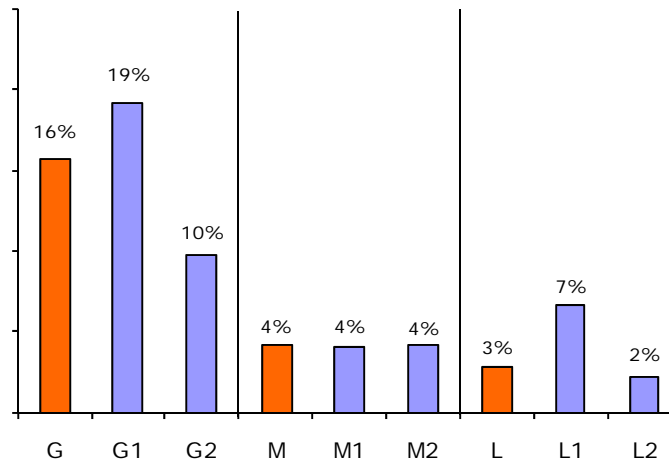


FIGURE 15
POIDS RELATIF DU COÛT D'ABONNEMENT DANS LE COÛT DE SERVICE



1 En résumé, trois facteurs inducteurs de coûts expliquent les variations de coûts entre les
2 tarifs et ultimement entre les segments, soit les FU, les taux de pertes et les tensions
3 d'alimentation.

6.1.4 Coûts unitaires des segments analysés

4 La dernière étape en matière de répartition des coûts est de répartir les coûts classés
5 par fonctions et par composantes à chacun des segments des catégories de
6 consommateurs identifiées. Les figures 16, 17 et 18 présentent l'information pour les
7 tarifs généraux ainsi que pour chacun de leurs segments. Ces coûts unitaires peuvent
8 être déduits à partir de l'ensemble des données présentées dans les sections
9 précédentes, notamment les données des figures 12 et 13 appliquées aux
10 caractéristiques de consommation présentées au tableau 35 et aux figures 7 et 9.

FIGURE 16
COÛT UNITAIRE DU TARIF G

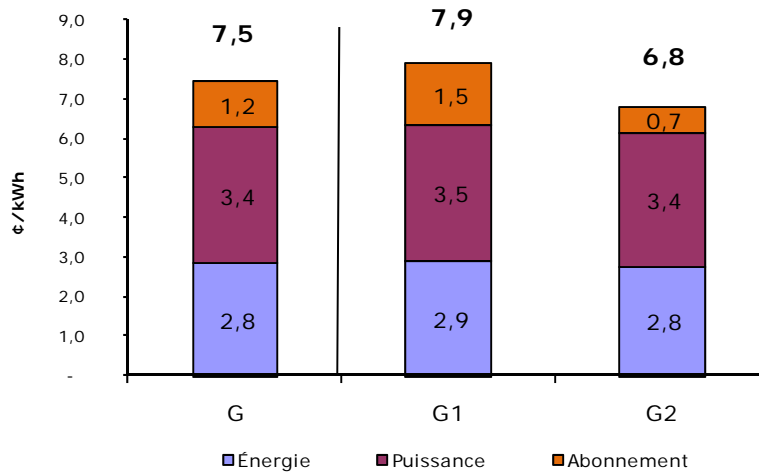


FIGURE 17
COÛT UNITAIRE DU TARIF M

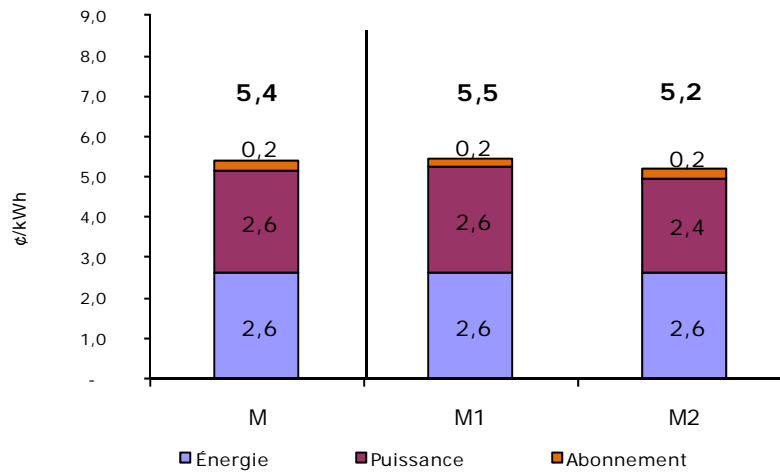
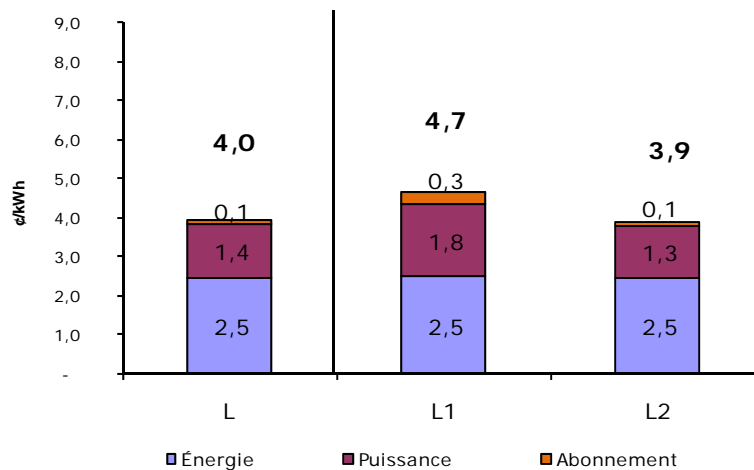


FIGURE 18
COÛT UNITAIRE DU TARIF L



1 Le coût unitaire diminue entre le tarif G et le tarif L compte tenu des facteurs inducteurs
 2 associés à chacune des catégories de consommateurs. Les coûts d'énergie sont
 3 pratiquement les mêmes pour tous les tarifs et varient en fonction du taux de pertes. Les
 4 coûts de puissance sont décroissants dus aux FU et à l'utilisation des équipements sur
 5 le réseau. Enfin, les coûts d'abonnement diminuent compte tenu de la diminution de la
 6 part relative de cette composante pour les catégories de clients qui consomment de plus
 7 en plus. De la même façon, pour chacun des segments à l'intérieur des tarifs, les
 8 variations de coûts de G1 à L2 sont tributaires de ces principaux facteurs inducteurs.

9 En résumé, l'analyse de ces résultats permet de constater que les coûts ne sont pas
 10 dégressifs en fonction de la taille des clients, mais plutôt dégressifs en fonction du
 11 niveau de tension et du FU. Ainsi, la clientèle du segment G1 et la clientèle du segment
 12 L2 présentant les mêmes caractéristiques d'utilisation du réseau se verront attribuer un
 13 même coût de service. Il n'y a pas d'autres inducteurs de coûts significatifs autres que
 14 ceux identifiés.

6.2 Analyse de la structure tarifaire

1 Comme mentionné à la section précédente, la méthode de répartition tient compte des
2 principaux facteurs inducteurs de coût qui permettent d'identifier les composantes
3 abonnement, puissance et énergie de chaque catégorie tarifaire. Afin de refléter cette
4 structure de coûts, les structures des tarifs généraux doivent donc à leur tour tenir
5 compte de ces composantes. Par conséquent, c'est en facturant distinctement les
6 composantes abonnement, puissance et énergie qu'il est possible de tenir compte
7 adéquatement des caractéristiques distinctes de différents clients.

6.2.1 Éléments de la structure tarifaire au secteur général

8 Lorsqu'ils représentent une part significative de la facture totale, comme c'est le cas aux
9 tarifs D et G, les coûts d'abonnement sont récupérés par l'entremise d'une redevance
10 d'abonnement. Dans le cas contraire, ils sont généralement récupérés par le biais de la
11 composante puissance du tarif, comme c'est le cas aux tarifs M et L.

12 La facturation de la puissance permet de récupérer les coûts des équipements
13 nécessaires pour répondre à la demande au moment de la pointe. Même en l'absence
14 de toute consommation, ces équipements doivent être maintenus et par conséquent
15 facturés. Ainsi, les coûts de transport et de distribution sont récupérés par le biais de la
16 prime de puissance.

17 Les primes de puissance des tarifs généraux du Distributeur sont exprimées en basse
18 tension. Afin de compenser les clients alimentés en moyenne ou en haute tension pour
19 les coûts de service moins élevés qui découlent de leur alimentation, des crédits
20 d'alimentation sont offerts. En plus des coûts de transformation évités, ces crédits
21 tiennent également compte des coûts de réseau évités par le Distributeur. Ce faisant,
22 les crédits d'alimentation permettent d'offrir l'équivalent d'une gamme tarifaire fondée sur
23 le niveau de tension.

24 Le Distributeur s'assure que tous les clients, même ceux qui ont un profil saisonnier,
25 contribuent à leur quote-part des coûts de puissance en imposant un seuil minimal de
26 puissance à facturer, déterminé en fonction des appels de puissance en hiver.

1 Avec un tarif binôme, puissance et énergie, le prix unitaire de l'électricité (exprimé en
2 ¢/kWh) diminue à mesure que les clients augmentent leur consommation et améliorent
3 leur FU. Une tarification binôme permet donc de tenir compte de la seule dégressivité
4 qui existe, soit celle reliée au FU. C'est ainsi qu'à l'intérieur d'une même catégorie de
5 consommateurs, le prix unitaire fluctue grandement selon les différents profils des
6 clients. Cependant, comme démontré à la section 6.1, il ne doit pas varier en fonction de
7 la consommation pour un FU ou un niveau d'alimentation donné.

6.2.2 Analyse de l'intrafinancement

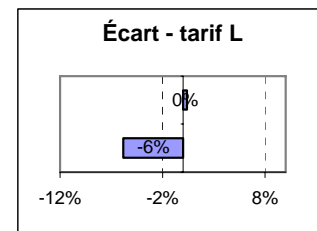
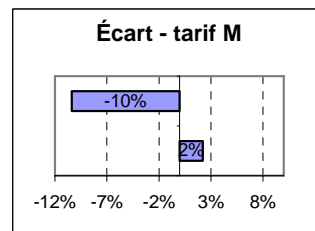
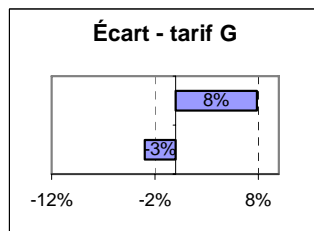
8 Afin de valider que la structure tarifaire reflète adéquatement la structure de coûts, il est
9 approprié d'évaluer le niveau d'intrafinancement entre des groupes de clients
10 appartenant à une même catégorie tarifaire, c'est-à-dire d'évaluer si, pour chaque
11 groupe de clients, la structure du tarif génère un revenu qui ne s'éloigne pas trop du coût
12 alloué. Généralement, cet exercice est réalisé pour des groupes ou segments de clients
13 relativement homogènes et comportant des caractéristiques de consommation
14 similaires.

15 Les segments ainsi que les coûts identifiés à la section 6.1 ont été retenus pour les
16 besoins de l'analyse. L'écart entre le revenu et le coût unitaire est évalué en considérant
17 les revenus découlant de la structure tarifaire au 1^{er} avril 2009.

18 Les ratios d'intrafinancement présentés au tableau 36 sont le résultat du rapport du
19 revenu unitaire sur le coût unitaire de chaque segment. La contribution de chaque
20 segment à l'interfinancement de sa catégorie est évaluée par le rapport entre le ratio de
21 chacun des segments et le ratio de la catégorie. Ces écarts sont présentés à la dernière
22 ligne du tableau 36 et illustrés dans les histogrammes.

TABLEAU 36
ANALYSE DE L'INTRAFINANCEMENT POUR LA CLIENTÈLE DES TARIFS G, M ET L
AVANT RÉFORME

	G	G1	G2	M	M1	M2	L	L1	L2
Revenus	9,1	9,3	8,9	7,3	7,6	6,3	4,7	5,2	4,6
Coûts	7,5	7,9	6,8	5,4	5,5	5,2	4,0	4,7	3,9
Ratio	1,21	1,18	1,31	1,35	1,38	1,21	1,18	1,11	1,18
Écart	-	-3%	8%	-	2%	-10%	-	-6%	0%



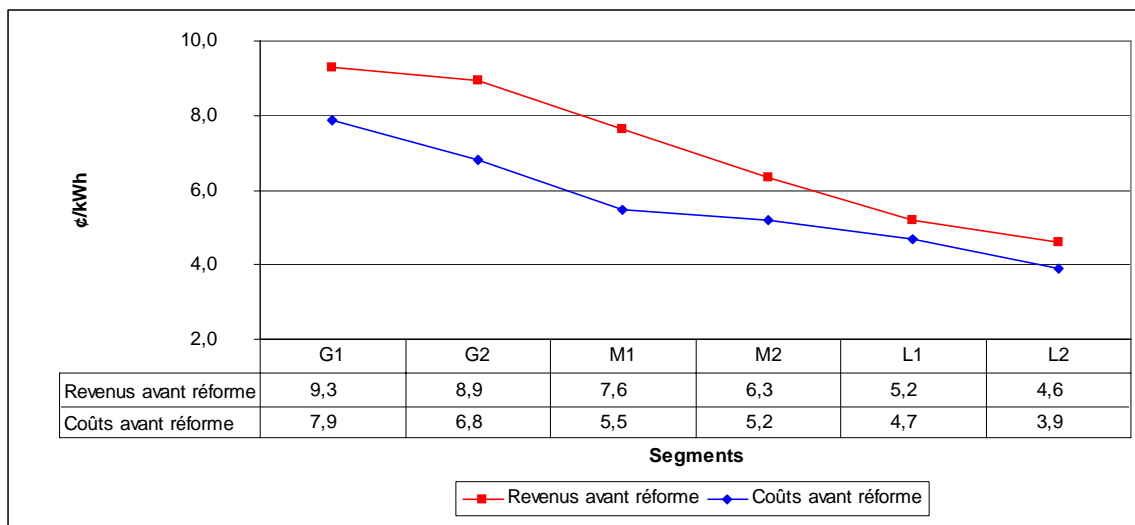
1 La structure tarifaire reflète bien la structure de coûts lorsque les écarts ne sont pas
2 significatifs. Une valeur positive s'éloignant de 0 % signifie que le segment contribue
3 davantage à l'interfinancement de la catégorie alors qu'une valeur négative signifie que
4 le segment bénéficie de la contribution de l'autre segment. Par conséquent, le tableau
5 36 permet de constater que :

- 6 • Les clients du segment G2 contribuent davantage à l'interfinancement du tarif G
7 que ceux du segment G1.
- 8 • Les clients du segment M2 contribuent moins à l'interfinancement du tarif M que
9 ceux du segment M1.
- 10 • Il n'y a pas d'écart significatif entre les segments L1 et L2 du tarif L et donc entre
11 leur apport à l'interfinancement du tarif L.

12 La figure 19 met en relation de façon plus schématique l'évolution des revenus unitaires
13 et des coûts unitaires de l'ensemble des segments présentés au tableau 36. Il faut noter
14 que les FU et les niveaux d'alimentation augmentent lorsque l'on se déplace des
15 segments composés de petits clients vers ceux composés de grands clients. Comme la

1 méthode d'allocation des coûts et la structure tarifaire tiennent compte de ces éléments,
2 les revenus et les coûts unitaires suivent une tendance à la baisse en passant du
3 segment G1 au segment L2.

FIGURE 19
ÉCART ENTRE LES REVENUS ET LES COÛTS UNITAIRES (2009)
AVANT RÉFORME



4 De façon générale, l'analyse de la figure 19 permet de conclure que les revenus suivent
5 relativement bien les coûts. Plus précisément :

- 6 • En passant du segment G1 au segment G2, les revenus unitaires décroissent un
7 peu moins rapidement que les coûts.
- 8 • Il n'y a pas de baisse importante des coûts unitaires entre les segments M1 et
9 M2. La continuité tarifaire est constatée au niveau des revenus sous la forme
10 d'un revenu plus bas au segment M2 qu'au segment M1, ce qui permet aux
11 clients du segment M2 de se rapprocher du segment L1 (6,3 vs 5,2 ¢/kWh).
- 12 • Au tarif L, les revenus unitaires suivent étroitement les coûts unitaires.

13 En conclusion, les segments G2 et M2 présentent un intrafinancement plus important
14 que les autres segments. Ces deux segments sont justement ceux qui sont visés par la
15 réforme.

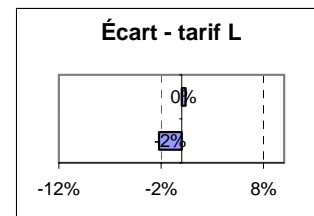
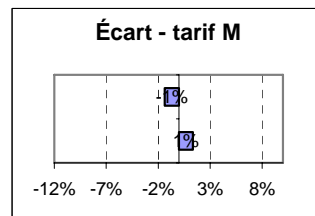
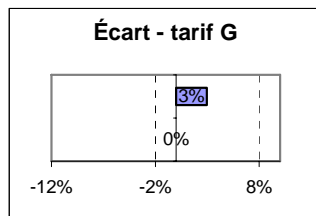
6.2.3 Illustration de l'intrafinancement après la réforme

1 Le Distributeur a présenté dans les deux dossiers tarifaires précédents l'ensemble des
 2 modifications proposées dans le cadre de la réforme des tarifs généraux et leurs
 3 impacts sur la clientèle. Un aspect important concerne le transfert de la majorité des
 4 clients facturés en puissance au tarif G vers les tarifs M et G-9. En effet, l'élimination de
 5 la 2^e tranche d'énergie au tarif G incitera des clients du segment G2 à passer au tarif M
 6 afin d'éviter une hausse trop importante de leur facture. La réforme nécessite donc une
 7 modification du seuil d'application du tarif M en le portant à 50 kW.

8 En retenant les hypothèses de transferts de clients entre tarifs présentées au dossier
 9 tarifaire R-3677-2008, le Distributeur a effectué une nouvelle répartition des coûts de
 10 service et des revenus par segments sur la base des données de l'année 2009 afin
 11 d'analyser l'intrafinancement au terme de la réforme. Outre les transferts, cet exercice
 12 tient également compte de l'élimination de la 2^e tranche d'énergie aux tarifs G et M, ce
 13 qui représente une situation où la réforme serait mise en place instantanément en 2009.
 14 Les résultats sont présentés au tableau 37.

TABLEAU 37
ANALYSE DE L'INTRAFINANCEMENT POUR LA CLIENTÈLE DES TARIFS G, M ET L
APRÈS RÉFORME

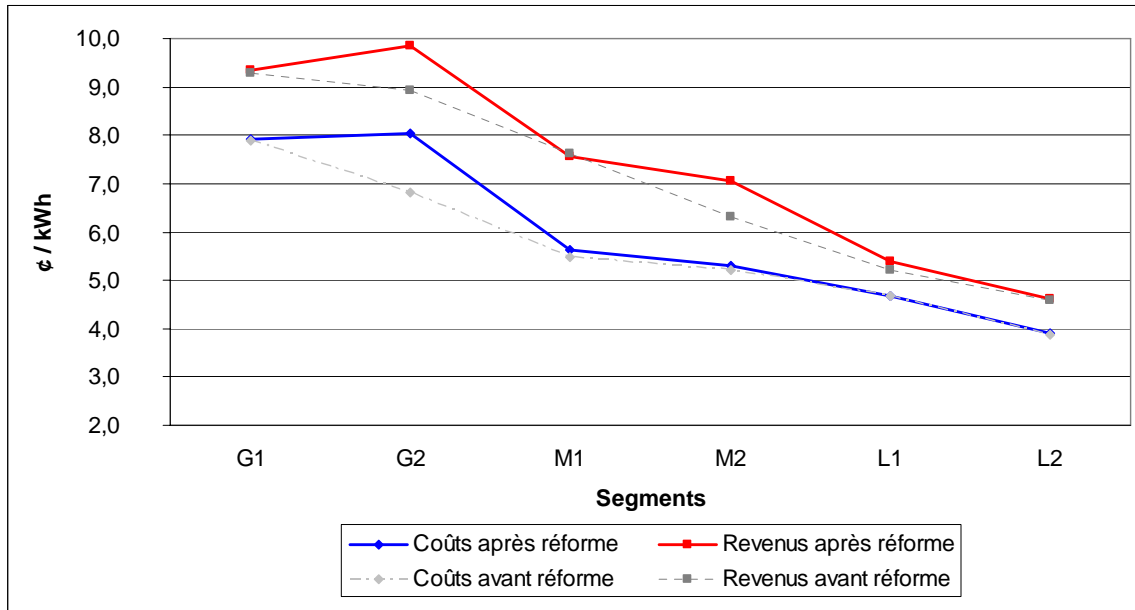
	G	G1	G2	M	M1	M2	L	L1	L2
Revenus	9,4	9,4	9,8	7,5	7,6	7,0	4,7	5,4	4,6
Coûts	7,9	7,9	8,0	5,6	5,6	5,3	4,0	4,7	3,9
Ratio	1,19	1,19	1,23	1,34	1,36	1,32	1,18	1,15	1,18
Écart	-	0%	3%	-	1%	-1%	-	-2%	0%



1 Pour les trois tarifs généraux analysés, la principale conclusion de cet exercice réside
2 dans la diminution des écarts entre les ratios d'interfinancement des segments et celui
3 de la catégorie tarifaire respective. Tous les nouveaux écarts sont en effet inférieurs ou
4 égaux à 3 %, la correction étant particulièrement marquée au tarif M où les écarts sont
5 de plus ou moins 1 %.

6 La figure 20, qui illustre l'écart entre les revenus unitaires et les coûts unitaires au terme
7 de la réforme, permet de mieux comprendre ce résultat. En comparant les courbes de
8 l'exercice avant et après la réforme, le graphique montre que les coûts unitaires des
9 différents segments ne sont pas modifiés de façon significative, sauf pour le segment
10 G2. Par conséquent, la réforme n'a pas d'impact sur les coûts unitaires des catégories
11 tarifaires. Quant à l'augmentation significative du segment G2 de 6,8 à 8,0 ¢/kWh, soit
12 18 %, elle s'explique par le fait que les clients facturés en puissance demeurant au tarif
13 G présentent des caractéristiques de consommation différentes du segment d'origine.
14 En effet, seuls les clients qui ne dépassent qu'occasionnellement ou faiblement le seuil
15 de 50 kW auront intérêt à rester au tarif G. Ces clients sont caractérisés par de faibles
16 FU.

FIGURE 20
ÉCART ENTRE LES REVENUS ET LES COÛTS UNITAIRES (2009)
APRÈS RÉFORME



1 En ce qui a trait aux revenus unitaires, seuls les segments G2 et M1 présentent une
 2 variation importante. La hausse de 10 % du revenu unitaire du segment G2 s'explique
 3 par la présence d'une clientèle ayant un plus faible FU, ce qui a pour effet d'amortir les
 4 revenus de puissance sur moins de kWh. La hausse de 11 % du revenu unitaire du
 5 segment M2 s'explique quant à elle par l'élimination de la 2^e tranche d'énergie au tarif M.
 6 Le revenu est par conséquent plus en ligne avec les coûts, bien que l'écart avec le
 7 segment L1 soit maintenant plus élevé.

6.2.4 Changement de tarif pendant la période de transition

8 Une préoccupation a été évoquée, lors du dossier tarifaire R-3677-2008, relativement au
 9 fait que, lors de la période de transition, il sera difficile pour la clientèle d'identifier le tarif
 10 qui sera le plus avantageux pour elle. Lors de la séance de travail du 25 mai 2009, le
 11 Distributeur a répondu à cette préoccupation en assurant qu'il mettra en place les
 12 mécanismes nécessaires pour identifier et informer la clientèle du moment opportun
 13 pour migrer vers le tarif approprié.

7 MODALITÉS DE L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE

1 Dans le cadre du dossier R-3579-2005, le Distributeur a proposé l'option d'électricité
2 additionnelle pour répondre au besoin de flexibilité de la clientèle grande entreprise.
3 Cette option a été introduite le 1^{er} avril 2006 à la suite de la décision favorable de la
4 Régie¹⁵.

5 L'option d'électricité additionnelle consiste à offrir au client du tarif L qui le souhaite
6 l'opportunité de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une petite
7 quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix combinant
8 puissance et énergie et représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge
9 du Distributeur. Sept jours ouvrables avant le début de chaque mois civil, le Distributeur
10 transmet au client le prix de l'électricité additionnelle et ce prix est fixe pour le mois visé.
11 La consommation additionnelle enregistrée depuis l'introduction de l'option a été de
12 11 GWh, 70 GWh et 47 GWh respectivement pour les années 2006, 2007 et 2008¹⁶.

13 La formule de calcul présentement utilisée pour la détermination du prix de l'électricité
14 additionnelle reflète une situation où le Distributeur est en équilibre énergétique et où il
15 doit faire des achats de court terme pour combler la demande des clients à l'option
16 d'électricité additionnelle. Or, dans un contexte de surplus énergétique, le Distributeur
17 peut utiliser les conventions d'énergie différée pour réduire les livraisons des contrats
18 avec le Producteur, il peut suspendre les livraisons de son contrat avec TransCanada
19 Energy ou encore, recourir au marché de court terme.

7.1 Proposition

20 Le Distributeur propose de modifier l'option d'électricité additionnelle afin qu'elle reflète
21 mieux son équilibre offre/demande de court terme. Selon le contexte, l'électricité
22 additionnelle serait donc vendue sur la base du prix d'achat ou du prix de vente sur les
23 marchés de court terme. Le prix de l'électricité additionnelle, publié pour chaque mois,
24 refléterait ainsi plus fidèlement le coût d'opportunité du Distributeur.

¹⁵ Décision D-2006-34.

¹⁶ Rapports annuels 2006, 2007 et 2008 du Distributeur déposés à la Régie.

1 Le choix du signal (vente ou achat) se fera sur la base de la planification mensuelle des
2 besoins du Distributeur. Ainsi, lorsque le Distributeur prévoit réaliser davantage d'achats
3 que de ventes d'électricité durant le mois visé, un prix d'achat est utilisé. À l'inverse,
4 lorsque des ventes nettes sont prévues, un prix de vente est utilisé. Puisque les
5 modalités actuelles permettent déjà d'interdire en tout temps la consommation
6 d'électricité additionnelle en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du
7 réseau, elles garantissent que le prix de l'électricité additionnelle envoyé en début de
8 mois représente bien le coût auquel est confronté le Distributeur. La formule proposée
9 n'aura donc aucune conséquence sur le reste de la clientèle.

10 Cette option permet au client d'optimiser sa facture d'électricité lors de commandes sur
11 de courtes périodes tout en lui évitant d'avoir à assumer le coût de la puissance durant
12 l'ensemble du mois. Afin de s'assurer que les ventes à l'électricité additionnelle ne se
13 substituent pas aux ventes au tarif L, le Distributeur propose d'établir un prix plancher
14 correspondant à l'application du tarif L à une charge alimentée à 120 kV et présentant
15 un FU de 100 %. Sur la base des tarifs au 1^{er} avril 2009, ce prix plancher serait donc de
16 4,30 ¢/kWh. Autrement dit, le prix de l'électricité additionnelle ne pourra être inférieur au
17 prix moyen le plus bas qu'un client industriel aurait à assumer au tarif L.

7.2 Modalités

18 La présente proposition nécessite uniquement l'ajout au texte des Tarifs d'une formule
19 d'établissement du prix en mode vente. L'indicateur de prix demeure la bourse des
20 options à terme (*forward*) du *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) visant le marché
21 de New York – Zone A. Pour obtenir le prix en mode vente, il faut appliquer trois
22 ajustements à la formule en mode achat déjà inscrite au texte des Tarifs. Le premier
23 implique l'application d'un crédit pour les pertes sur le réseau du Transporteur, soit
24 5,3 % du prix ramené à la zone M du NYISO (zone A du NYISO + Basis). Le deuxième
25 ajustement reflète l'application des frais d'entrée de la zone M du NYISO qui sont
26 composés du transit fixe chargé par le NYISO et des frais de courtage encourus par le
27 Distributeur. Cet ajustement est fixé à 1 \$ US/MWh et est équivalent à ce qu'utilise le

1 Distributeur dans d'autres dossiers portant sur la vente d'énergie, telle la suspension
2 des livraisons de TransCanada Energy¹⁷.

3 Enfin, le troisième ajustement concerne la récupération par le Distributeur, via la
4 facturation de la charge locale, des frais de réservation du service de point à point du
5 Transporteur. Lorsque le Distributeur vend directement ses surplus sur les marchés
6 externes, il engage des frais de réservation du service de point à point du Transporteur
7 qui sont actuellement de 8,26 \$/MWh¹⁸. Par le biais de la diminution des revenus requis,
8 le Distributeur peut récupérer 91 % de ces frais. Un montant de 0,74 \$/MWh, soit 9 % de
9 8,26 \$/MWh, ne peut être récupéré et doit être soustrait du prix de vente.

10 Depuis juillet 2009, d'importantes réservations de service de point à point de transport
11 ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le
12 Distributeur, et ce, pour quelques années. Les ventes du Distributeur devraient
13 s'effectuer au point de livraison HQT (territoire québécois). Dans ce contexte, puisque
14 les frais de réservation sont déjà engagés par des tiers et, en cela, intégrés aux revenus
15 du Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération
16 additionnelle de ces coûts via la facturation de la charge locale. Tant que cette situation
17 prévaudra, le prix en mode vente sera amputé de 100 % des frais de réservation du
18 service de point à point.

19 Toutes les autres modalités de l'option demeurent inchangées.

20 Le Distributeur propose d'ajouter à l'article 6.32 du texte des Tarifs la formule suivante
21 qui sera utilisée en mode vente (les ajustements sont soulignés) :

22 { [a x NYISO Zone A Peak + (1 - a) x NYISO Zone A Off-Peak +
23 MoyMo] / (1+Pertes) - FE Zone M } x TX - FRNR

24 où

¹⁷ Par exemple voir la requête R-3649-2007.

¹⁸ Service horaire non ferme de 8,22 \$/MWh plus le service annuel de réglage de fréquence de 0,04 \$/MWh, selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (D 2009-015 et D-2009-023).

1 a = le quotient des heures de pointe par les heures totales du mois visé
2 au calendrier de la *North American Electric Reliability Corporation*
3 (NERC) ;

4 NYISO Zone A Peak =
5 le prix des options à terme du mois visé pour la période de pointe
6 de la Zone A publié sur le NYMEX le jour ouvrable précédant la
7 publication du prix mensuel de l'électricité additionnelle ;

8 NYISO Zone A Off-Peak =
9 le prix des options à terme du mois visé pour la période hors pointe
10 de la Zone A publié sur le NYMEX le jour ouvrable précédant la
11 publication du prix mensuel de l'électricité additionnelle ;

12 MoyMo = la moyenne mobile des 12 derniers mois de l'écart entre les prix de
13 la Zone A et de la Zone M du NYISO ;

14 Pertes = le taux de pertes de transport tel que défini dans Tarifs et conditions
15 des services de transport d'Hydro-Québec ;

16 FE Zone M = les frais d'entrée de la Zone M du NYISO, fixés à 0,10 ¢US/kWh ;

17 TX = le taux de change à midi publié par la Banque du Canada le jour de
18 la détermination du prix de l'électricité additionnelle.

19 FRNR = les frais de réservation du service de point à point de TransÉnergie
20 non récupérés par le Distributeur via la facturation de la charge
21 locale. Les frais de réservation correspondent au service horaire
22 non ferme et au service de réglage de fréquence, selon les tarifs
23 des services de transport en vigueur pour le mois visé.

24 Le tableau 38 présente un exemple de calcul pour le mois de juillet 2009. Le prix en
25 mode achat a été transmis aux clients l'avant-dernière semaine de juin.

TABLEAU 38
MODALITÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE : EXEMPLES DE CALCUL

Mode achat

Prix de l'électricité additionnelle	a	NYISO Zone A Peak	1 - a	NYISO Zone A Off-Peak	MoyMo	Tx	Frais de sortie Zone M
\$Cdn/MWh		\$US/MWh		\$US/MWh	\$US/MWh		\$US/MWh
48,73	0,4946	37,45	0,5054	27,35	4,88	1,1273	6,00

Mode vente

Prix de l'électricité additionnelle	a	NYISO Zone A Peak	1 - a	NYISO Zone A Off-Peak	MoyMo	Tx	Frais d'entrée Zone M	Pertes	FRNR
\$Cdn/MWh		\$US/MWh		\$US/MWh	\$US/MWh		\$US/MWh	%	\$Cdn/MWh
30,47	0,4946	37,45	0,5054	27,35	4,88	1,1273	1,00	5,3	8,26

- 1 Dans l'exemple « mode vente », c'est le prix plancher de 4,30 ¢/kWh qui aurait été
- 2 transmis aux clients.

8 DIMINUTION EXCEPTIONNELLE DE LA PUISSANCE SOUSCRITE AU TARIF L (DÉCRET 754-2009)

3 En raison de difficultés financières associées au contexte économique, certains clients
 4 de grande puissance connaissant des baisses de production ont obtenu du
 5 gouvernement l'autorisation de réduire exceptionnellement leur puissance souscrite pour
 6 faire face à ces difficultés. Ainsi, le gouvernement du Québec, en vertu du deuxième
 7 alinéa de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec, a permis par décret le 18 juin 2009
 8 aux clients industriels du Distributeur dont la puissance appelée excède 50 MW de
 9 demander une diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au cours de la
 10 période du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010. Le décret 754-2009 a été publié le
 11 8 juillet 2009 dans la Gazette officielle et est joint à l'annexe C.

12 Le décret permet au client admissible, c'est-à-dire le client dont l'abonnement est
 13 assujéti aux tarifs et conditions du Distributeur tels qu'approuvés par la Régie, de
 14 conclure avec Hydro-Québec une entente visant une réduction exceptionnelle de la
 15 puissance souscrite malgré le fait que le délai minimum de 12 périodes de
 16 consommation à compter de la dernière augmentation ou diminution ne soit pas expiré.

1 Le recours à une diminution exceptionnelle de la puissance souscrite ne peut être
2 exercé par le client admissible qu'une seule fois au cours de la période du 1^{er} avril 2009
3 au 31 mars 2010.

4 Une quarantaine de clients du Distributeur ont une puissance appelée excédant 50 MW
5 et de ce nombre, une trentaine sont des clients industriels. Environ la moitié de ces
6 clients sont contraints par leur puissance souscrite en 2009 et l'autre moitié le sera en
7 2010. Toute baisse de revenu découlant de cette mesure exceptionnelle sera
8 entièrement supportée par le Distributeur.

9 FABRICATION ET CONSERVATION DE LA GLACE AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

9.1 Contexte actuel

9 Les tarifs généraux (G, G-9, M ou MA) s'appliquent pour tout abonnement au nord du
10 53^e parallèle¹⁹. Certains usages sont toutefois spécifiquement interdits aux tarifs
11 réguliers afin d'inciter les clients à faire une utilisation optimale des ressources
12 énergétiques dans un contexte de production thermique. À cet effet, un tarif dissuasif de
13 69,22 ¢/kWh au 1^{er} avril 2009 s'applique à l'ensemble de la consommation lorsque
14 l'électricité livrée est utilisée pour le chauffage des locaux, pour celui de l'eau ou pour
15 toute autre application thermique, à l'exception de certains usages.²⁰

9.2 Arénas au nord du 53^e parallèle

16 En avril 2008, au comité de travail Nunavik sur les mesures d'efficacité énergétique
17 organisé par Hydro-Québec, l'Administration Régionale Kativik (ARK) a indiqué qu'elle
18 projette d'installer le procédé de réfrigération ÉCO GLACE dans la presque totalité des
19 arénas du Nunavik. Actuellement, la majorité des arénas au nord du 53^e parallèle
20 dispose d'une glace naturelle dont l'utilisation est limitée à la période hivernale, ce qui

¹⁹ Ci-après, lorsque le Distributeur fait allusion aux réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, il exclut le réseau de Schefferville puisque les clients de ce réseau sont exemptés de la tarification dissuasive.

²⁰ Article 7.4 du texte des Tarifs.

1 ne répond pas complètement au besoin des communautés qui désirent augmenter la
2 période d'utilisation des patinoires.

3 Initialement conçu pour les patinoires couvertes et les arénas à glace naturelle, le
4 procédé ÉCO GLACE convient également aux arénas à glace artificielle; il réduit
5 considérablement les frais d'électricité et d'entretien qu'entraîne l'opération d'un aréna
6 conventionnel, ce qui permet d'augmenter à moindres frais la durée d'utilisation.²¹

7 L'intention de l'ARK est confirmée en juin 2008 lorsque le ministère de l'Éducation, du
8 Loisir et du Sport (MELS) annonce une contribution financière (13,5 M\$) pour supporter
9 des infrastructures sportives d'un coût total de 27 M\$ au Nunavik (aréna, piscine,
10 gymnase). Le communiqué de presse du MELS²² supporte spécifiquement le procédé
11 ÉCO GLACE pour prolonger la période d'utilisation des arénas.

12 La fabrication et la conservation de la glace sont des applications thermiques et
13 devraient, selon les modalités tarifaires applicables au nord du 53^e parallèle, être
14 facturées au tarif dissuasif. Toutefois, le projet de l'ARK soutenu par le gouvernement
15 pour son caractère social, amène le Distributeur à considérer son admissibilité au tarif
16 régulier et à évaluer l'impact qu'aurait cette nouvelle charge dans les réseaux
17 autonomes au nord du 53^e parallèle.

9.3 Évaluation de l'impact de cet usage

18 Le coût maximal additionnel auquel s'expose le Distributeur par l'ajout de cette nouvelle
19 charge est mesuré sur la base de la démarche suivante.

20 Bien que tous les procédés de fabrication et de conservation de la glace seront
21 admissibles au tarif régulier, l'hypothèse est que le procédé le plus efficace et le plus
22 économique sera installé et utilisé pour fabriquer et conserver la glace dans les arénas
23 de chacun de ces réseaux autonomes. Ceci se reflète par l'ajout d'une charge de 69 kW

²¹ Selon le distributeur du procédé ÉCO GLACE, les arénas peuvent économiser jusqu'à 70 % de la facture d'un aréna à glace artificielle (<http://www.beaudinleprohon.com/ecoglace.html>).

²² Le communiqué de presse est disponible à l'Annexe C.

1 coïncidente avec la pointe de chacun des réseaux dès la première année de l'analyse et
2 d'une hausse de la consommation annuelle de 157 MWh.²³

3 Compte tenu du plan d'équipement de chacun des réseaux (mises en service prévues
4 sur l'horizon de planification), il est possible de déterminer si l'intégration de cet usage
5 implique un devancement des investissements requis pour répondre à la demande en
6 pointe (ajout de groupes moteurs), en plus de l'augmentation des charges d'exploitation
7 tributaire des quantités supplémentaires de mazout requises. Ceci permet d'obtenir un
8 plan d'équipement modifié.

9 Pour chacun des réseaux, le différentiel du coût global actualisé entre le plan
10 d'équipement modifié et celui de la planification originale représente l'accroissement des
11 coûts pour le Distributeur associé à la présence du nouveau procédé une fois la
12 facturation au tarif régulier autorisée.

13 Le tableau 39 présente l'année des prochaines augmentations de puissance en fonction
14 de deux scénarios : la situation actuelle et le scénario incluant la fabrication et la
15 conservation de la glace.

²³ L'impact à la pointe et la consommation annuelle de la fabrication et conservation de la glace correspond à un scénario fort établi en fonction des données de consommation d'un aréna disposant d'un procédé ÉCO GLACE.

TABLEAU 39
IMPACT DU PROCÉDÉ DE FABRICATION ET CONSERVATION DE LA GLACE
SUR LA PLANIFICATION
DES INVESTISSEMENTS EN PUISSANCE - HORIZON 2009-2024¹

Municipalité	Augmentation de puissance en phase projet sans procédé	Prochaines augmentations de puissance (excluant celles déjà en cours)		Devancement lié au procédé (années)
		sans procédé	avec procédé	
Baie d'Hudson				
Kuujuarapik	2012	2024+	2024+	-
Umiujaq		2020	2015	5
Inukjuak		2020	2020	-
Puvirnituk	2010	2018	2017	1
Akulivik	2014	2022	2020	2
Ivujivik		2024	2020	4
Baie d'Ungava				
Salluit		2016	2015	1
Kangiqtujuaq		2016 ²	2016	-
Quaqtaq		2013 / 2023	2013 / 2021	- / 2
Kangirsuk		2013 / 2018	2010 / 2015	3 / 3
Aupaluk		2024+	2018	6
Tasiujaq		2018	2012	6
Kuujuuaq	2010	2023	2023	-
Kangiqtualujuaq		2020	2018	2

¹ Ajout du procédé à la première année de l'horizon de planification, soit en 2009.

² Estimation du Distributeur puisque le procédé ECO-GLACE y est déjà installé.

TABLEAU 40
RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Investissement prévu par le Distributeur 2009-2024	
Coût de la puissance (M\$ actualisés 2010)	120
Investissement devancé	
Coût de la puissance (M\$ actualisés 2010)	127
Coût de l'énergie (M\$ actualisés 2010)	10
Total (M\$ actualisés 2010)	137
Différentiel (Devancement – Prévision) (M\$ actualisés 2010)	17
Annuité croissante (M\$)	1,5

1 L'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace dans tous les
2 arénas des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle entraînerait donc un coût
3 annuel additionnel de 1,5 M\$ (annuité croissante à l'inflation). Le coût net, en tenant
4 compte de l'accroissement des revenus de l'ordre de 0,2 M\$ par année, serait de
5 1,3 M\$. Par conséquent, l'admissibilité de cette nouvelle charge au tarif régulier aurait
6 un impact limité sur les investissements et les charges d'exploitation du Distributeur et
7 ultimement, sur ses revenus requis et ce, en considérant le scénario fort de l'impact en
8 puissance et en énergie des procédés de fabrication et conservation de la glace.

9.4 Proposition

9 Compte tenu du besoin exprimé par l'ARK et du soutien gouvernemental pour ce projet
10 à caractère social, et des impacts limités sur ses coûts, le Distributeur propose de
11 permettre l'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace au
12 tarif régulier.

1 Néanmoins, il s'avère nécessaire d'encadrer cette exception. D'abord, le Distributeur
2 tient à préciser que l'alimentation des arénas dans les réseaux autonomes situés au
3 nord du 53^e parallèle doit être conditionnelle à la disponibilité d'une puissance suffisante
4 à la centrale. À ce sujet, l'article 5.5 des Conditions de service stipule les règles visant la
5 conclusion d'un abonnement et précise notamment que l'abonnement est conclu par le
6 consentement donné par Hydro-Québec au demandeur, lequel est fonction de la limite
7 de puissance disponible et des caractéristiques techniques des installations requises.
8 Par conséquent, dans le cas des arénas, l'abonnement ne sera conclu que lorsque la
9 puissance disponible nécessaire sera installée et que la centrale pourra effectivement
10 alimenter la charge. Comme présenté au tableau 39, le Distributeur sera en mesure
11 d'alimenter à court terme les arénas de dix des quatorze réseaux. En revanche, les
12 arénas des réseaux de Kuujuarapik, Puvirnituk, Akulivik et Kuujuaq ne pourront être
13 alimentés à court terme si les demandes de raccordement surviennent avant la mise en
14 service des projets d'augmentation de puissance qui sont en cours, car la capacité
15 actuelle des centrales y serait dépassée.

16 Et finalement, toujours en raison de l'importance de cette charge, le Distributeur propose
17 que l'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace soit
18 limitée par la possibilité du Distributeur de demander au client d'interrompre cet usage
19 pour des fins de gestion de la pointe. Il est donc proposé de modifier le 3^e paragraphe
20 de l'article 7.4 de la façon suivante :

21 « *L'électricité livrée à partir de réseaux autonomes au nord du 53^e*
22 *parallèle, à l'exclusion du réseau de Schefferville, au titre d'un*
23 *abonnement au tarif G, G-9, M ou MA, peut être utilisée pour des*
24 *câbles chauffants dans les conduites d'amenée d'eau aux usines*
25 *de traitement de même que pour la fabrication et la conservation*
26 *de la glace dans les arénas. Toutefois, pour fins de gestion de la*
27 *pointe, ces charges doivent être interrompues sur demande du*
28 *Distributeur.*»

10 MODALITÉS TARIFAIRES DU TARIF GD

29 Le tarif GD, introduit en 1995, s'applique uniquement aux producteurs autonomes et est
30 offert à titre d'énergie de secours lorsque la source habituelle d'énergie fait
31 momentanément défaut ou fait l'objet d'un entretien. Les lignes et le poste de

1 transformation qui sont utilisés pour livrer l'électricité à Hydro-Québec sont les mêmes
2 que ceux utilisés pour fournir l'alimentation de secours au producteur autonome. Ce type
3 particulier d'installation fait en sorte que le compteur peut enregistrer des appels de
4 puissance apparente (kVA) qui ne sont pas liés à la consommation des services
5 auxiliaires. C'est le cas lors de la remise sous tension des transformateurs d'un
6 producteur qui fait un appel de puissance pour alimenter ses services auxiliaires. Ces
7 appels de puissance apparente sont souvent disproportionnés par rapport au besoin en
8 puissance réelle du client lorsqu'il est en mode consommation.

9 Les équipements de mesurage installés pour ces abonnements, soit des compteurs
10 bidirectionnels, ne permettent pas de mesurer la puissance apparente. Seule la
11 puissance réelle est alors mesurée pour établir la puissance à facturer. Avec les
12 nouveaux compteurs, la lecture de la puissance apparente est maintenant disponible.
13 Étant donné la nature des installations impliquées, le Distributeur propose ne pas tenir
14 compte des appels de puissance apparente dans l'établissement de la puissance à
15 facturer, ce qui nécessitera la modification des articles 3.20 et 3.21 du texte des Tarifs et
16 conditions du Distributeur.

11 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS

17 Les modifications apportées au texte des Tarifs ainsi que leur justification sont détaillées
18 en HQD-12, document 7. On trouvera également la version anglaise des modifications
19 en HQD-12, document 8. Toutefois, par souci d'efficacité compte tenu du volume du
20 document, les prix des tarifs n'ont pas été modifiés conformément à la grille produite en
21 HQD-12, document 4. Ils le seront suite à la décision de la Régie dans ce dossier et
22 conformément à la mise à jour de la grille des tarifs qui sera alors produite. Enfin, des
23 ajouts sont apportés à certains articles afin d'en préciser les modalités.

11.1 Tarifs domestiques

1 Les modifications suivantes sont apportées :

- 2 • Les articles 2.2 et 2.35 sont modifiés afin d'y apporter une précision. Dans le cas
3 de l'article 2.2, *Mesurage de l'électricité dans les immeubles collectifs*
4 *d'habitation, les résidences communautaires et les maisons de chambres à*
5 *louer*, le texte précise le type de mesurage qui est possible dans les résidences
6 communautaires et dans les maisons de chambres à louer. En ce qui concerne
7 l'article 2.35, *Exploitation agricole*, le texte indique lequel des tarifs s'applique
8 lorsque les conditions de l'article 2.35 ne sont pas satisfaites.

- 9 • Les articles 2.6, 2.18 et 2.28 sont modifiés afin d'indiquer que les primes de
10 puissance applicables en période d'hiver et d'été sont des prix mensuels.

- 11 • L'article 2.36 est modifié pour qu'un client désirant quitter le tarif DT puisse
12 adhérer à un nouveau tarif, soit au début de la période de consommation en
13 cours à la date de réception de la demande du client, soit au début de la période
14 de consommation qui suit sa demande. Cet ajout permet de ne pas pénaliser un
15 client qui quitte le tarif DT et choisit un autre tarif.

- 16 • Les sections 7 et 8 relatives aux tarifs expérimentaux Réso et Réso+ sont
17 supprimées compte tenu de la fin, au 31 mars 2010, du projet tarifaire Heure
18 Juste.

11.2 Tarifs généraux de petite et moyenne puissance

19 Dans le cas des tarifs généraux, les modifications suivantes sont proposées :

- 20 • Le domaine d'application des tarifs G et M, articles 3.1 et 4.1, est modifié afin d'y
21 ajouter le texte qui remplacera, à compter du 1^{er} avril 2011, le texte actuellement
22 en vigueur. Il s'agit en fait du domaine d'application qui s'applique dans le cadre
23 de la réforme des tarifs généraux, ce qui est conforme à la décision D-2009-016.

- 1 • Article 3.13 : au tarif G-9, les modalités d'établissement de la puissance à
2 facturer minimale qui ne s'appliqueront plus après le 30 novembre 2009, soit
3 75 % de la puissance maximale appelée constatée en période d'hiver, sont
4 abrogées. La période d'hiver retenue pour le calcul doit se situer en totalité en
5 hiver, comme aux tarifs G et M, ce qui est conforme à la décision D-2009-016.
- 6 • Au tarif GD, les deux articles suivants sont modifiés :
- 7 La première modification (articles 3.20 et 3.21) permet d'exclure la puissance
8 apparente dans le calcul de la puissance à facturer et dans celui de la puissance
9 à facturer minimale. Voir section 10.
- 10 La seconde modification (article 3.21), *Puissance à facturer minimale*, ajoute une
11 règle afin de déterminer la puissance à facturer minimale qui s'applique à
12 l'abonnement qui transfère au tarif GD et à l'abonnement qui quitte le tarif GD.
13 Les règles sont introduites afin de limiter les problèmes d'interprétation dans
14 l'établissement de la puissance à facturer minimale lors du passage entre les
15 tarifs GD, G et M.
- 16 • Au tarif M, la modification de l'article 4.5, *Augmentation de la puissance à*
17 *facturer minimale à 5 000 kilowatts ou plus*, vise à permettre au client
18 d'augmenter la puissance à facturer minimale à une date quelconque de la
19 période de consommation. Cette modalité permet une harmonisation avec les
20 modalités du tarif L.
- 21 • À l'article 4.11, *Puissance à facturer minimale*, l'ajout précise les modalités pour
22 établir la puissance à facturer minimale lors d'un passage au tarif M durant la
23 période transitoire pour les abonnements en cours au 31 mars 2009. Cette règle
24 de passage est similaire à celle de l'article 4.4 qui s'applique à un abonnement
25 souscrit après le 31 mars 2009.
- 26 • Dans le cas du *Rodage de nouveaux équipements* et de celui du *Rodage dans*
27 *le cadre du programme expérimental de nouvelles technologies de chauffage*, le
28 domaine d'application des articles 4.38 et 4.43 est modifié afin d'y préciser que
29 le rodage doit débuter au début d'une période de consommation. Cette précision

1 vise à limiter les problèmes d'interprétation quant au moment que peut choisir le
2 client pour commencer le rodage des équipements.

- 3 • En ce qui concerne l'*Option d'utilisation des groupes électrogènes de secours*, à
4 l'article 4.59, *Engagement*, la règle pour établir la puissance interruptible est
5 modifiée afin de refléter le remplacement de la puissance souscrite au tarif M : la
6 puissance interruptible ne doit pas être inférieure à 20 % de la puissance à
7 facturer minimale plutôt que la puissance souscrite maximale et ne jamais être
8 supérieure à 85 % de la moyenne des puissances facturées de la période d'hiver
9 précédente.

11.3 Tarifs généraux de grande puissance

- 10 • Au tarif L, à l'article 5.12, *Modalités applicables aux réseaux municipaux*, l'option
11 b est abrogée compte tenu de la fin de la période de transition. En effet, le
12 dernier réseau municipal admissible a signifié au Distributeur qu'il ne s'en
13 prévaudrait plus puisqu'il lui est plus avantageux de migrer vers le tarif L.
- 14 • Au tarif H, à l'article 5.16, la modification permet de tenir compte du
15 remplacement de la puissance souscrite par le mécanisme automatique de
16 puissance à facturer minimale au tarif M suite à la réforme des tarifs généraux.
17 Ainsi, la puissance à facturer minimale ne pourra être inférieure à 65 % de la
18 puissance maximale appelée des 12 dernières périodes de consommation lors
19 d'un passage au tarif M, plutôt que 75 %. Le pourcentage retenu correspond à
20 celui utilisé pour établir la puissance à facturer minimale au tarif M.
- 21 • Dans le cas de l'article 5.34, *Rodage de nouveaux équipements*, le domaine
22 d'application est modifié afin d'y préciser que le rodage doit débuter au début
23 d'une période de consommation.
- 24 • L'Option d'électricité additionnelle du chapitre 6, *Options liées aux tarifs*
25 *généraux de grande puissance*, articles 6.26 à 6.37, est modifiée notamment
26 afin d'intégrer les nouvelles modalités de cette option quant au calcul du prix de

1 l'électricité additionnelle lorsque le Distributeur est en mode vente. Voir section
2 7.

3 De plus, afin de comptabiliser les volumes de l'électricité additionnelle de façon
4 plus précise, le Distributeur propose que dès que la puissance appelée est
5 supérieure à la puissance normale du client, l'électricité additionnelle
6 corresponde, pour chaque période d'intégration de 15 minutes, à la quantité
7 d'énergie associée à la différence entre la puissance réelle et la puissance de
8 référence. Cette approche remplace les modalités actuelles qui utilisent des
9 moyennes de la consommation sur l'ensemble de la période. Si la puissance
10 réelle n'excède pas la puissance de référence, l'énergie sera facturée
11 uniquement au prix de l'énergie du tarif L.

11.4 Tarifs applicables dans le cas des réseaux autonomes

- 12 • Le dernier alinéa de l'article 7.4 est modifié de façon à permettre l'utilisation de
13 l'électricité au tarif régulier pour la fabrication et la conservation de la glace dans
14 les arénas au nord du 53^e parallèle. Pour des fins de gestion de la pointe, cette
15 charge devra être interrompue à la demande du Distributeur. Voir section 9.
- 16 • L'alinéa b) de l'article 7.9 est modifié afin d'appliquer la deuxième année du gel
17 tarifaire approuvé par la Régie dans sa décision D-2009-016. Étant donné que la
18 facturation des clients de Schefferville décrite à l'article 7.9 est basée sur les
19 tarifs de l'année en cours en vigueur au sud du 53^e parallèle, les rabais au 1^{er}
20 avril 2010 sont ajustés pour compenser la hausse moyenne proposée de 0,2 %
21 incluse dans les tarifs au 1^{er} avril 2010. Le rabais applicable à compter du
22 1^{er} avril 2010 est de 60,56 % pour les titulaires d'un abonnement au tarif D, DM
23 ou à un tarif d'éclairage public et de 40,84 % pour les titulaires d'un abonnement
24 au tarif G, G-9, M ou à un tarif à forfait.

11.5 Dispositions complémentaires

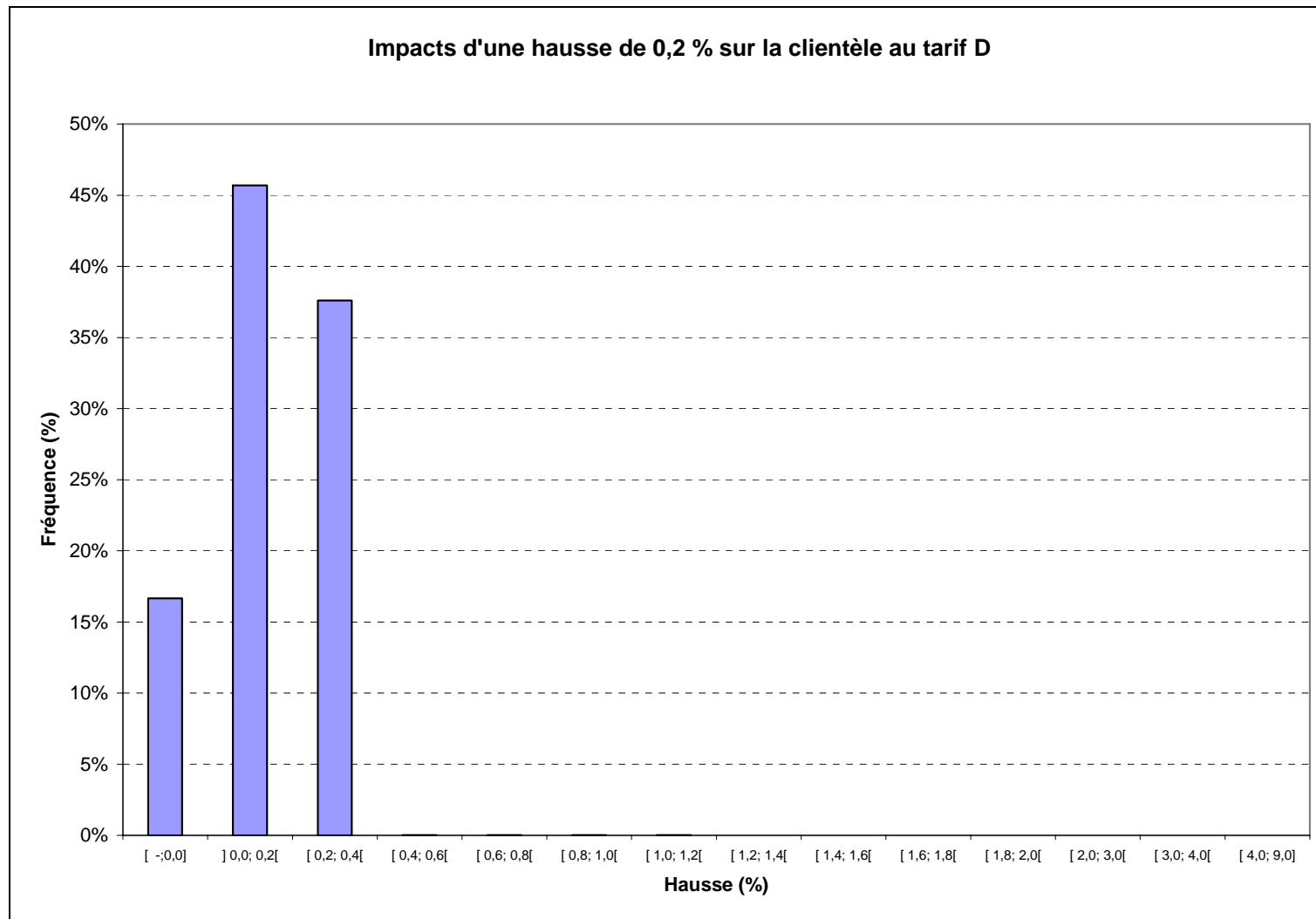
25 À l'article 10.1, *Choix du tarif*, le paragraphe concernant l'exclusion du passage du tarif
26 G au tarif M ou l'inverse est abrogé. L'article 10.1 s'appliquera dorénavant au passage

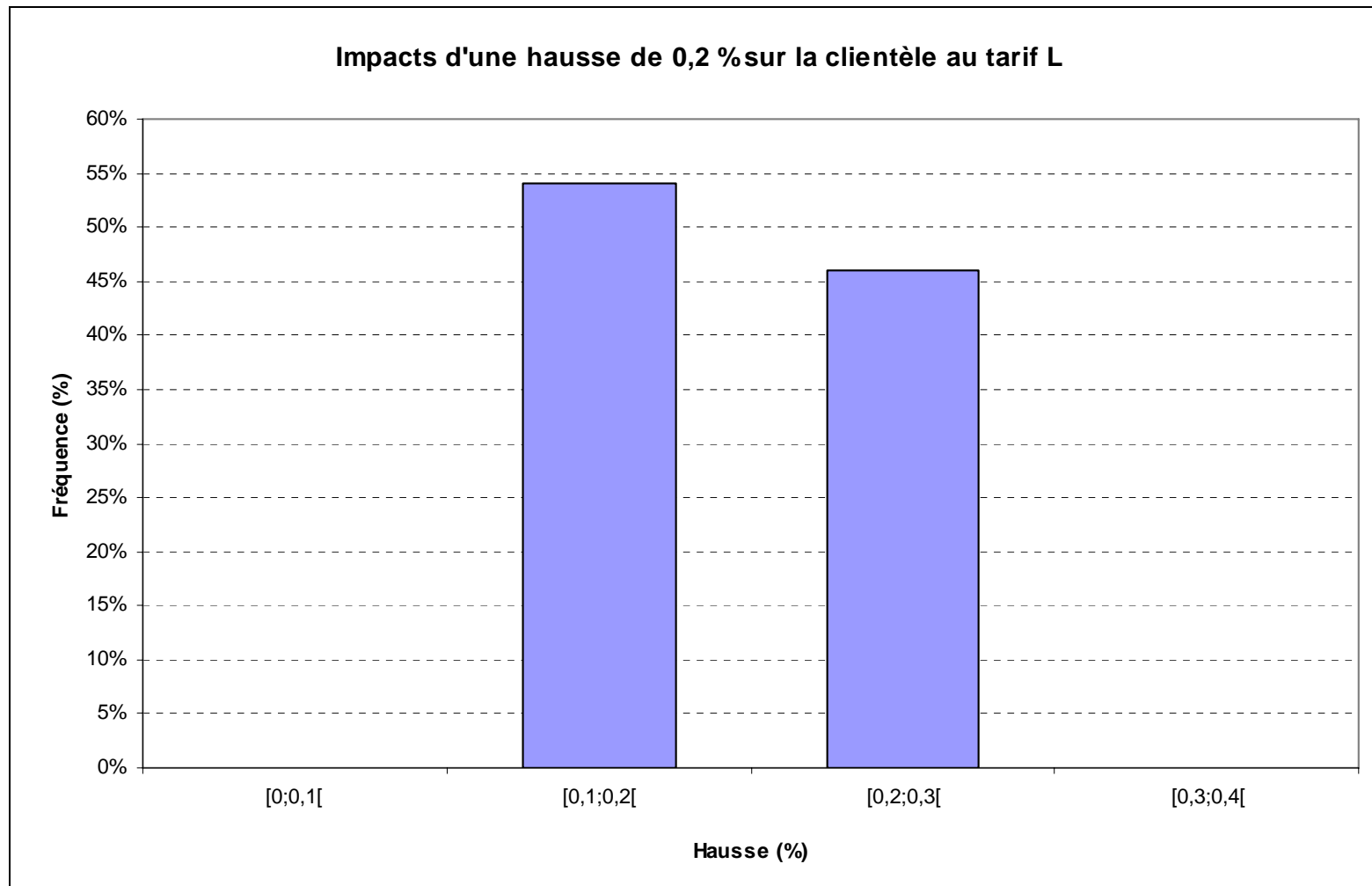
1 du tarif G au tarif M ou l'inverse. Cette modification est nécessaire afin de tenir compte
2 de la réforme des tarifs généraux. En fait, le client n'a plus à choisir de puissance
3 souscrite puisque les articles 4.12 à 4.16 ne s'appliqueront plus.

11.6 Frais liés au service d'électricité

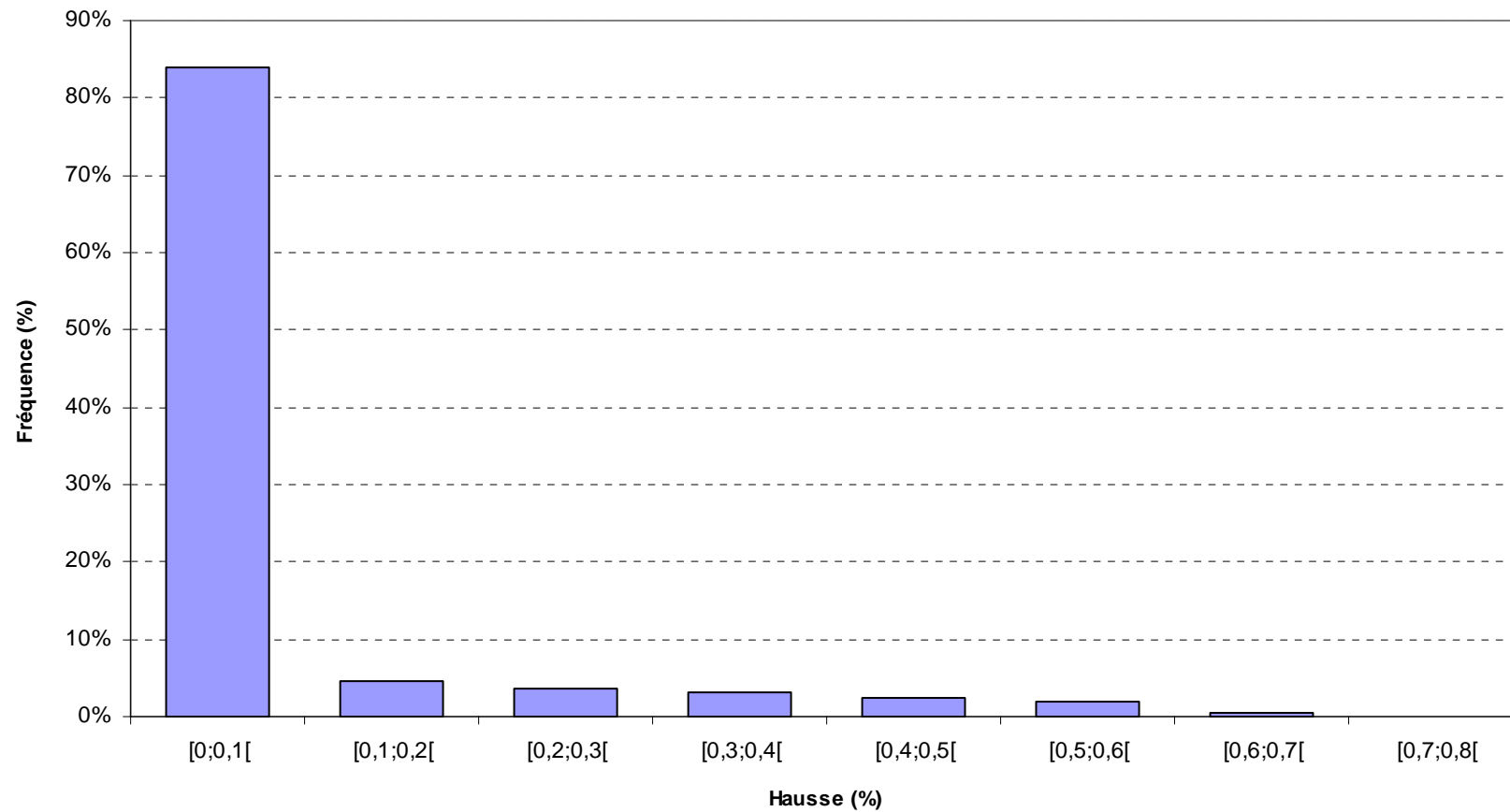
4 Le Distributeur propose de modifier l'article 12.3 conformément à la modification
5 mentionnée à la section 2 de la pièce HQD-11, Document 1, appliquée à l'article 11.6
6 des Conditions de service d'électricité. Ainsi, les taux des frais d'administration annuels,
7 actuellement calculés à partir d'un taux composé, seront désormais calculés selon une
8 formule à taux simple.

ANNEXE A : DISTRIBUTIONS DES IMPACTS

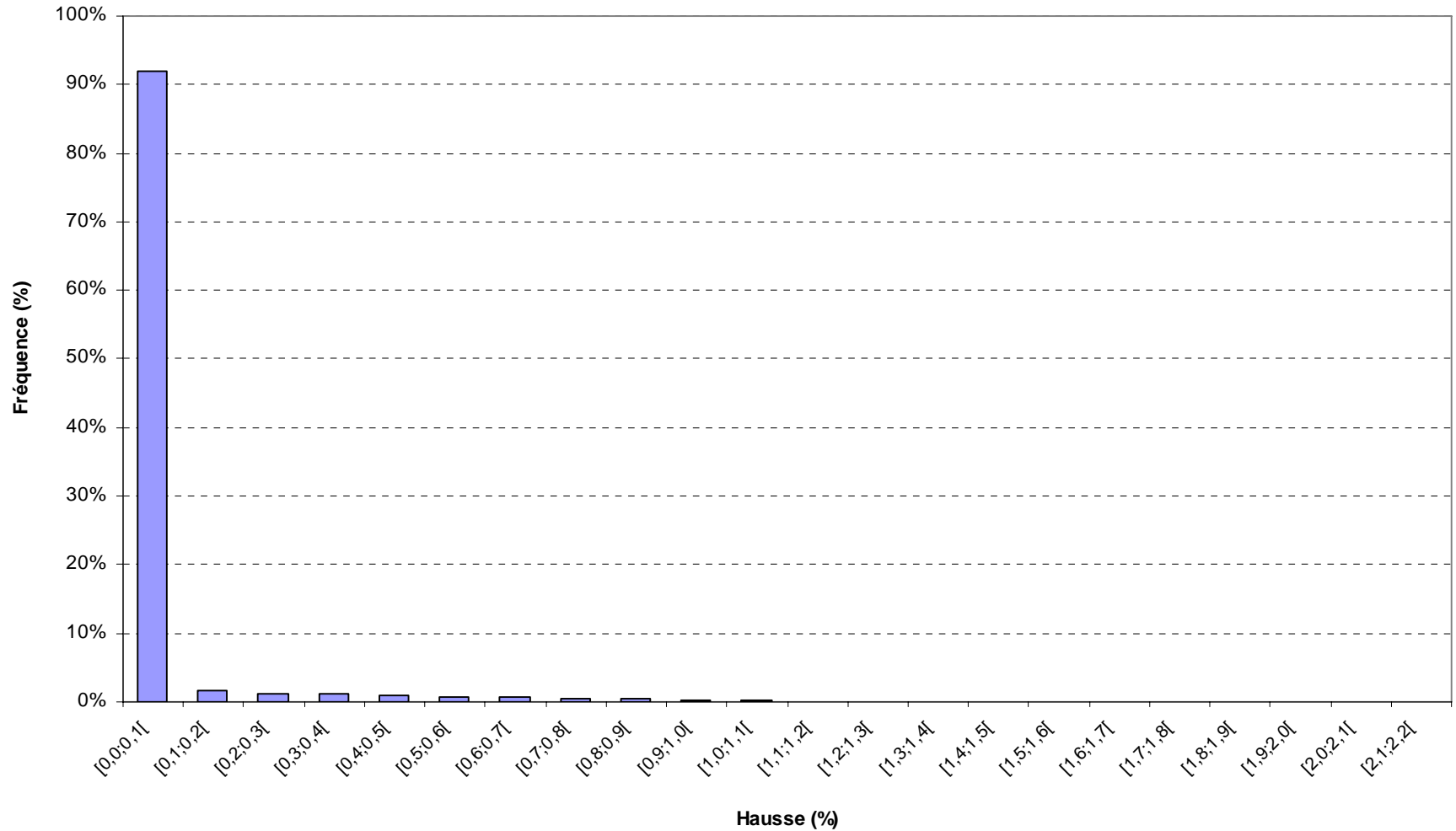




Impacts d'une hausse de 0,2 % sur la clientèle au tarif M



Impacts d'une hausse de 0,2 % sur la clientèle au tarif G



ANNEXE B : IMPACTS MENSUELS PAR COMPOSANTES

IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES - TARIF D						
kWh		625	750	1 000	2 000	3 000
Facture au tarif actuel						
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie						
1 ^e tranche	\$	34,06	40,88	49,05	49,05	49,05
2 ^e tranche	\$	-	-	7,46	82,06	156,66
Total	\$	46,25	53,07	68,70	143,30	217,90
	¢/kWh	7,40	7,08	6,87	7,17	7,26
Facture au tarif proposé						
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie						
1 ^e tranche	\$	34,06	40,88	49,05	49,05	49,05
2 ^e tranche	\$	-	-	7,49	82,39	157,29
Total	\$	46,25	53,07	68,73	143,63	218,53
	¢/kWh	7,40	7,08	6,87	7,18	7,28
Écart						
	\$	0,00	0,00	0,03	0,33	0,63
	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%

IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES --- TARIF L								
	kW	5 000	5 000	10 000	30 000	50 000	50 000	50 000
	kWh	2 340 000	3 060 000	5 760 000	17 520 000	23 400 000	30 600 000	32 750 000
Facture au tarif actuel								
<i>Énergie</i>	\$	69 498	90 882	171 072	520 344	694 980	908 820	972 675
<i>Puissance</i>	\$	60 900	60 900	121 800	365 400	609 000	609 000	609 000
<i>Crédits</i>	\$							
25 kV	\$	(4 530)	(4 530)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(24 750)	(74 250)	(123 750)	(123 750)	(123 750)
<i>Rajustement pour pertes de transformation</i>	\$	(809)	(809)	(1 617)	(4 851)	(8 085)	(8 085)	(8 085)
<i>Sous-total</i>		55 562	55 562	95 433	286 299	477 165	477 165	477 165
Total	\$	125 060	146 444	266 505	806 643	1 172 145	1 385 985	1 449 840
	¢/kWh	5,34	4,79	4,63	4,60	5,01	4,53	4,43
Facture au tarif proposé								
<i>Énergie</i>	\$	69 732	91 188	171 648	522 096	697 320	911 880	975 950
<i>Puissance</i>	\$	60 900	60 900	121 800	365 400	609 000	609 000	609 000
<i>Crédits</i>	\$							
25 kV	\$	(4 530)	(4 530)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(24 750)	(74 250)	(123 750)	(123 750)	(123 750)
<i>Rajustement pour pertes de transformation</i>	\$	(809)	(809)	(1 617)	(4 851)	(8 085)	(8 085)	(8 085)
<i>Sous-total</i>		55 562	55 562	95 433	286 299	477 165	477 165	477 165
Total	\$	125 294	146 750	267 081	808 395	1 174 485	1 389 045	1 453 115
	¢/kWh	5,35	4,80	4,64	4,61	5,02	4,54	4,44
Écart								
	\$	234	306	576	1 752	2 340	3 060	3 275
	%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES --- TARIF M					
	kW	100	500	1 000	2 500
	kWh	25 000	200 000	400 000	1 170 000
Facture au tarif actuel					
1 ^{re} tranche	\$	1 128	9 020	9 471	9 471
2 ^e tranche	\$	-	-	5 928	29 952
Puissance	\$	1 344	6 720	13 440	33 600
Crédits					
25 kV	\$	-	-	-	(2 265)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(404)
Sous-total		1 344	6 720	13 440	30 931
Total	\$	2 472	15 740	28 839	70 354
	¢/kWh	9,89	7,87	7,21	6,01
Facture au tarif proposé					
1 ^{re} tranche	\$	1 128	9 020	9 471	9 471
2 ^e tranche	\$	-	-	6 004	30 336
Puissance	\$	1 344	6 720	13 440	33 600
Crédits					
25 kV	\$	-	-	-	(2 265)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(404)
Sous-total		1 344	6 720	13 440	30 931
Total	\$	2 472	15 740	28 915	70 738
	¢/kWh	9,89	7,87	7,23	6,05
Écart					
	\$	-	-	76	384
	%	0,0%	0,0%	0,3%	0,5%

IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES --- TARIF G					
	kW	6	14	40	80
	kWh	750	2 000	10 000	40 000
Facture au tarif actuel					
<i>Redevance</i>	\$	12	12	12	12
<i>1^{re} tranche</i>	\$	66	176	882	1 331
<i>2^e tranche</i>	\$	-	-	-	1 156
<i>Puissance > 50 kW</i>	\$	-	-	-	466
<i>Crédits</i>	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>		-	-	-	466
Total	\$	78	189	894	2 965
	¢/kWh	10,46	9,44	8,94	7,41
Facture au tarif proposé					
<i>Redevance</i>	\$	12	12	12	12
<i>1^{re} tranche</i>	\$	66	176	882	1 331
<i>2^e tranche</i>	\$	-	-	-	1 186
<i>Puissance > 50 kW</i>	\$	-	-	-	466
<i>Crédits</i>	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>		-	-	-	466
Total	\$	78	189	894	2 995
	¢/kWh	10,46	9,44	8,94	7,49
Écart					
	\$	-	-	-	30
	%	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%

ANNEXE C : DÉCRET 754-2009

avec un gouvernement autre que celui du Québec ou avec l'un de ses ministères, une organisation internationale ou un organisme de ce gouvernement ou de cette organisation;

ATTENDU QUE cette entente constitue une entente internationale au sens de l'article 19 de la Loi sur le ministère des Relations internationales (L.R.Q., c. M-25.1.1);

ATTENDU QUE, en vertu du premier alinéa de l'article 20 de cette loi, les ententes internationales doivent, pour être valides, être signées par le ministre et entérinées par le gouvernement;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Relations internationales et ministre responsable de la Francophonie et de la ministre de l'Immigration et des Communautés culturelles :

QUE soit entérinée l'Entente portant sur des services de francisation entre la ministre de l'Immigration et des Communautés culturelles et le Centre culturel français de Cluj Napoca, signée à Cluj Napoca et à Vienne, les 10 février 2009 et 3 mars 2009, dont le texte est annexé à la recommandation ministérielle du présent décret.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

52059

Gouvernement du Québec

Décret 753-2009, 18 juin 2009

CONCERNANT l'entérinement de l'Accord de coopération administrative entre le ministre des Transports du Québec et le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire de la République française dans le domaine de la sécurité routière, signé à Québec, le 8 octobre 2008

ATTENDU QUE le Québec et la France poursuivent des objectifs scientifiques et techniques, sur des sujets similaires et complémentaires d'intérêt commun;

ATTENDU QUE l'amélioration de la sécurité routière constitue un enjeu stratégique que partagent le Québec et la France;

ATTENDU QUE le ministre des Transports du Québec et le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire de la République française ont signé à Québec, le 8 octobre 2008, l'Accord de coopération administrative relative à leur collaboration en matière de sécurité routière;

ATTENDU QUE l'article 629 du Code de la sécurité routière (L.R.Q., c. C-24.2) prévoit que le ministre des Transports peut, conformément à la loi, conclure avec tout gouvernement, l'un de ses ministères ou tout organisme, un accord relatif à une matière visée à ce Code;

ATTENDU QUE l'Accord de coopération administrative entre le ministre des Transports du Québec et le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire de la République française dans le domaine de la sécurité routière, signé à Québec, le 8 octobre 2008, constitue une entente internationale au sens de l'article 19 de la Loi sur le ministère des Relations internationales (L.R.Q., c. M-25.1.1);

ATTENDU QUE, en vertu de l'article 20 de cette loi, les ententes internationales doivent, pour être valides, être signées par le ministre des Relations internationales et entérinées par le gouvernement;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Relations internationales et de la ministre des Transports :

QUE soit entériné l'Accord de coopération administrative entre le ministre des Transports du Québec et le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire de la République française dans le domaine de la sécurité routière, signé à Québec, le 8 octobre 2008, dont le texte est annexé à la recommandation ministérielle du présent décret.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

52060

Gouvernement du Québec

Décret 754-2009, 18 juin 2009

CONCERNANT la fixation de tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à des clients industriels dont la puissance appelée excède 50 mégawatts

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01), la Régie de l'énergie a compétence exclusive pour notamment fixer les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité;

ATTENDU QUE, en vertu du deuxième alinéa de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), le gouvernement peut, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie, fixer à

l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs;

ATTENDU QUE, en raison de difficultés financières associées à la récession économique, certains clients de grande puissance d'Hydro-Québec désirent réduire temporairement leur production pour faire face à ces difficultés;

ATTENDU QUE ces clients ont demandé la possibilité de réduire leur puissance souscrite afin d'ajuster leur facture d'électricité sur leur consommation;

ATTENDU QUE les tarifs et conditions du distributeur d'électricité ne permettent pas aux clients de grande puissance de réduire leur puissance souscrite à l'intérieur d'un délai de douze mois suivant la dernière augmentation ou diminution;

ATTENDU QUE des contrats spéciaux de tarifs seront conclus entre Hydro-Québec et ses clients industriels demandant une diminution exceptionnelle de la puissance souscrite au cours de la période du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010;

ATTENDU QU'il y a lieu d'autoriser Hydro-Québec à rendre disponible et à fournir l'électricité aux clients industriels dont la puissance appelée excède 50 mégawatts suivant les tarifs et conditions annexés au présent décret;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune :

QUE les tarifs et conditions de distribution d'électricité par Hydro-Québec, annexés au présent décret, s'appliquent en vertu de contrats spéciaux à intervenir entre Hydro-Québec et ses clients industriels dont la puissance appelée est supérieure à 50 mégawatts.

Le greffier du Conseil exécutif,
GÉRARD BIBEAU

Tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à des clients industriels dont la puissance appelée excède 50 MW

1. Domaine d'application

Ces tarifs et conditions de distribution de l'électricité visent les clients industriels de plus de 50 MW dont la puissance maximale appelée a excédé 50 MW au moins une fois entre le 1^{er} avril 2008 et le 31 mars 2009 et qui

utilise l'électricité qui lui est livrée en vertu d'un abonnement principalement pour la fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou de denrées, ou l'extraction de matières premières.

2. Tarifs et conditions de distribution de l'électricité

Hydro-Québec distribue l'électricité au client industriel de plus de 50 MW qui le lui demande suivant les Tarifs et conditions du Distributeur tels qu'approuvés en tout temps par le Régie de l'énergie.

Nonobstant l'article 5.7 des Tarifs et conditions du Distributeur, la puissance souscrite pour un abonnement d'un client industriel de plus de 50 MW peut être diminuée.

Le recours à une diminution exceptionnelle de la puissance souscrite en vertu des présentes conditions ne peut être exercé qu'une seule fois au cours de la période du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010.

52061

Gouvernement du Québec

Décret 755-2009, 18 juin 2009

CONCERNANT le renouvellement du mandat de monsieur Jean-Paul Théorêt comme régisseur et président de la Régie de l'énergie

ATTENDU QUE le premier alinéa de l'article 7 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01) prévoit que la Régie est composée notamment de sept régisseurs, dont un président, nommés par le gouvernement;

ATTENDU QUE le premier alinéa de l'article 10 de cette loi prévoit que la durée du mandat d'un régisseur est de cinq ans;

ATTENDU QUE l'article 12 de cette loi prévoit notamment que le gouvernement fixe la rémunération, les avantages sociaux et les autres conditions de travail du président;

ATTENDU QUE monsieur Jean-Paul Théorêt a été nommé régisseur et président de la Régie de l'énergie par le décret numéro 981-2004 du 20 octobre 2004, modifié par le décret numéro 63-2007 du 30 janvier 2007, que son mandat viendra à échéance le 4 janvier 2010 et qu'il y a lieu de le renouveler;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune :

ANNEXE D : COMMUNIQUÉ DU MELS

Fonds pour le développement du sport et de l'activité physique — La ministre Michelle Courchesne annonce des investissements de près de 13,5 millions de dollars dans douze villages du Nord-du-Québec

Kuujuuak, le 20 juin 2008. — La ministre de l'Éducation, du Loisir et du Sport et ministre de la famille, M^{me} Michelle Courchesne, a annoncé aujourd'hui l'attribution d'une aide financière de 13 475 056 \$ à l'Administration régionale Kativik pour réaliser différents projets d'infrastructures sportives dans douze villages nordiques. Le coût total des projets s'élève à 26 950 112 \$.

L'aide gouvernementale permettra notamment de rénover les arénas situés dans les villages suivants : Kangisualujjuaq, Tasiujaq, Kangirsuk, Quaqtac, Ivujivik, Akulivik, Puvirnituq, Inukjuak et Umiujaq. La construction d'une dalle de béton et l'installation d'un système ÉCO GLACE, dans certains arénas, permettront d'augmenter la période d'utilisation des patinoires de deux à trois mois.

Pour ce qui est du dixième projet, il s'agit de construire, au village Salluit, une piscine intérieure de cinq couloirs d'une longueur de 50 pieds. Les habitants du village disposeront également d'une pataugeoire, d'un spa et d'une salle d'exercice.

Le onzième projet consiste à construire un gymnase à Aupaluk. La communauté bénéficiera ainsi d'un local multifonctionnel de 450 mètres carrés.

Enfin, le douzième projet vise à agrandir le gymnase de Kujjuaraapik. Il s'agit en fait d'augmenter l'espace de rangement, qui est actuellement insuffisant, le matériel sportif encombrant inutilement une partie du gymnase.

« Je suis très fière d'annoncer ces investissements dans douze villages de la région du Nord-du-Québec. Les arénas de ces villages, construits au début des années 1990, subiront une véritable cure de rajeunissement. Le hockey est le sport le plus populaire dans cette région. Je suis persuadée que cela encouragera les jeunes à bouger et à adopter de saines habitudes de vie. L'appui accordé à ces différents projets témoigne de l'engagement de notre gouvernement à l'égard de la santé et de l'épanouissement des résidentes et résidents de toutes les régions du Québec », a déclaré la ministre Courchesne.

Cette aide gouvernementale s'inscrit dans le cadre du Programme de soutien aux installations sportives et récréatives du Fonds pour le développement du sport et de l'activité physique. Ce programme a pour objectif de favoriser l'adoption et le maintien d'un mode de vie physiquement actif en facilitant l'accès à des installations modernes et sécuritaires adaptées aux activités des athlètes, des jeunes sportifs de la relève et de la population en général.

Rappelons que le Fonds continuera de générer des investissements au cours des prochaines années, pour atteindre un total de 500 millions de dollars.

Source :

Jean-Pascal Bernier
Attaché de presse de la ministre de l'Éducation, du Loisir et du Sport
et ministre de la Famille
418 644-0664

