

CONTEXTE ET STRATÉGIE TARIFAIRE

Table des matières

1	CONTEXTE DE LA DEMANDE.....	5
1.1	SUIVI DE LA DÉCISION D-2007-12.....	5
1.1.1	<i>Réforme tarifaire</i>	5
1.1.2	<i>Compteurs avancés</i>	7
1.1.3	<i>Interfinancement</i>	7
1.1.4	<i>Option d'électricité interruptible de moyenne puissance</i>	9
1.2	STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE.....	9
1.2.1	<i>Tarifification dynamique</i>	9
1.2.2	<i>Structure du tarif D</i>	10
1.2.3	<i>Impact des hausses tarifaires sur la clientèle à faible revenu</i>	10
1.3	ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ, DE L'INFLATION ET DU PRIX DES COMBUSTIBLES.....	11
1.4	PLAN DE RÉFORME.....	12
2	HAUSSE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT POUR L'ANNÉE 2008-2009.....	13
2.1	ÉCART ENTRE LES REVENUS REQUIS ET LES REVENUS PRÉVUS POUR 2008.....	13
2.2	HAUSSES TARIFAIRES PROPOSÉES ET IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT.....	13
3	MODIFICATIONS DES TARIFS POUR L'ANNÉE 2008-2009.....	17
3.1	TARIFS DOMESTIQUES.....	17
3.1.1	<i>Description des tarifs et de la clientèle</i>	17
3.1.1.1	Tarifs D et DM.....	17
3.1.1.2	Tarif DT.....	22
3.1.2	<i>Ajustements proposés à la structure tarifaire</i>	24
3.2	TARIFS GÉNÉRAUX.....	25
3.2.1	<i>Description des tarifs et de la clientèle</i>	25
3.2.1.1	Tarif L.....	25
3.2.1.2	Tarif M.....	27
3.2.1.3	Tarif G.....	29
3.2.2	<i>Ajustements proposés aux structures tarifaires</i>	32
4	IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE.....	34
4.1	REVENUS PRÉVUS PAR CATÉGORIE ET COMPOSANTE TARIFAIRES.....	34
4.2	FACTURE DES CLIENTS.....	35
4.2.1	<i>Tarifs domestiques</i>	35
4.2.1.1	Distribution des impacts.....	35
4.2.1.2	Impact sur les factures mensuelles.....	36
4.2.1.3	Impact sur le client moyen.....	37
4.2.1.4	Impact sur des cas types d'habitation.....	37
4.2.1.5	Impact sur les clients à faible revenu.....	38
4.2.2	<i>Tarifs généraux</i>	41
4.2.2.1	Distribution des impacts.....	41
4.2.2.2	Impacts sur les factures mensuelles.....	43

5 POSITION CONCURRENTIELLE	46
5.1 AU QUÉBEC	46
5.1.1 Secteur résidentiel	46
5.1.2 Secteur commercial, institutionnel et industriel	48
5.2 EN AMÉRIQUE DU NORD.....	49
6 TARIFS PROPOSÉS	52
6.1 NOUVELLE GRILLE DES TARIFS.....	52
6.2 CALCUL DES NOUVEAUX PRIX	52
7 TARIF DE TRANSITION APPLICABLE AU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE .	53
7.1 CONTEXTE	53
7.2 TARIF PROPOSÉ.....	54
7.2.1 Tarification dissuasive	54
7.2.2 Tarif de transition	55
8 TARIFICATION POUR LES GRANDS CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ	59
8.1 SITUATION ACTUELLE	59
8.1.1 Rappel des faits	59
8.1.2 Réglementation en vigueur.....	59
8.2 MODIFICATION PROPOSÉE	60
9 TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC – SERVICE COMPLET ET SENTINELLE	62
9.1 SITUATION ACTUELLE	62
9.2 MODIFICATIONS PROPOSÉES	62
10 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS.....	63
10.1 TARIFS DOMESTIQUES.....	63
10.2 TARIFS GÉNÉRAUX.....	64
10.3 TARIFS APPLICABLES AUX RÉSEAUX AUTONOMES.....	65
10.4 TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE	65
10.5 DISPOSITIONS COMPLÉMENTAIRES.....	66
10.6 TARIFS DES SERVICES VIGIELIGNE ET SIGNATURE	66
10.7 RÉVISION DU CHAPITRE 12.....	66
ANNEXE A : DÉTAILS DU CALCUL DES HAUSSES DIFFÉRENCIÉES	67
ANNEXE B : DISTRIBUTION DES IMPACTS	71
ANNEXE C : IMPACTS MENSUELS PAR COMPOSANTE.....	77
ANNEXE D : GRILLE DE CALCUL DES FRAIS LIÉS À L'ÉLECTRICITÉ.....	83

1 CONTEXTE DE LA DEMANDE

1 Les tarifs actuels d'Hydro-Québec Distribution (ci-après, le Distributeur)
2 apparaissent dans le document *Tarifs et conditions du Distributeur en vigueur le*
3 *1^{er} avril 2007* tel qu'approuvé le 15 mars 2007¹ par la Régie de l'énergie (ci-
4 après, la Régie) dans sa décision D-2007-22 (ci-après, le texte des Tarifs). Cette
5 décision faisait suite à la décision D-2007-12.²

6 La présente demande concerne les tarifs relatifs à l'année 2008-2009 ainsi que
7 les modifications au texte des Tarifs qui en résulteront.

1.1 Suivi de la décision D-2007-12

1.1.1 Réforme tarifaire

8 Dans sa décision D-2006-34, la Régie juge « *qu'il y a lieu de revoir les structures*
9 *tarifaires pour qu'elles reflètent davantage la nouvelle réalité des coûts*
10 *marginiaux de long terme à laquelle fait face le Distributeur ... (elle) demande au*
11 *Distributeur d'amorcer dès maintenant sa réflexion sur le processus qui conduira*
12 *à la réforme des structures tarifaires. La Régie envisage que ce processus*
13 *s'échelonne sur plusieurs années...*».³ La stratégie tarifaire du Distributeur
14 présentée dans la demande R-3610-2006, HQD-12, document 1 constituait le
15 premier rapport d'étape de ce processus.

16 Dans sa décision D-2007-12, la « *Régie juge toutefois que le Distributeur n'a pas*
17 *répondu à l'ensemble des demandes de la dernière décision. Elle constate que la*
18 *vigie sur les structures tarifaires adaptées pour refléter les coûts marginaux de*
19 *long terme est trop sommaire, particulièrement pour les tarifs G, M et L. Elle*

¹ Décision relative à l'approbation de la grille tarifaire du Distributeur applicable à compter du 1^{er} avril 2007.

² Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008.

³ Décision D-2006-34, pages 75 et 77

1 *considère qu'une analyse plus en profondeur est requise à la lumière du*
2 *nouveau contexte de l'approvisionnement postpatrimonial.*

3 *La Régie réitère ses demandes de la décision D-2006-34. De plus, elle demande*
4 *au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une proposition de*
5 *réforme pour les tarifs domestiques qui explore les options de tarification*
6 *saisonnnière et différenciée dans le temps.*

7

8 *Concernant les tarifs généraux, la Régie demande au Distributeur d'explorer des*
9 *options de structures tarifaires croissantes à l'image de celle de BC Hydro et de*
10 *quantifier les coûts et les bénéfices associés à chacune d'elles.*

11 *Ces propositions de réforme tarifaire devront tenir compte de l'importance des*
12 *coûts marginaux de long terme, des orientations de la présente décision et de la*
13 *mise en œuvre de la stratégie énergétique du gouvernement. Ces propositions*
14 *devront être présentées en séance de travail en temps opportun, de telle sorte*
15 *que le Distributeur soit en mesure de déposer un compte-rendu lors du prochain*
16 *dossier tarifaire. »⁴*

17 Le cadre général de réforme des tarifs et les options explorées pour les tarifs
18 domestiques et généraux sont l'objet des pièces HQD-12, documents 2, 3, 4 et 5.
19 Tel que demandé par la Régie, les principaux éléments de cette réforme ont été
20 présentés aux intervenants et aux représentants de la Régie lors d'une rencontre
21 technique le 6 juin 2007. Le compte rendu de cette rencontre apparaît en annexe
22 de la pièce HQD-12, document 2.

⁴ Décision D-2007-12, page 84.

1.1.2 Compteurs avancés

1 Dans sa décision D-2007-12, la Régie prend acte du rapport du Distributeur sur
2 les compteurs avancés. Elle considère qu'à partir du prochain dossier tarifaire,
3 cette vigie devra alimenter sa réflexion sur la révision des structures tarifaires
4 afin de refléter les coûts marginaux de long terme et faire partie du rapport à être
5 déposé.

6 La poursuite de la vigie est donc intégrée au cadre de réforme des tarifs présenté
7 en HQD-12, document 2.

1.1.3 Interfinancement

8 Dans sa décision D-2006-34, « *la Régie constate qu'elle pourrait à moyen terme*
9 *être amenée à poursuivre des objectifs contradictoires : corriger les structures*
10 *tarifaires afin d'établir des tarifs donnant le bon signal de prix ; allouer les coûts*
11 *conformément aux prescriptions de la Loi (article 52.2) ; fixer le niveau des tarifs*
12 *en tenant compte de tous les coûts (articles 52.2, 49 (6) et 52.1) ; et, enfin, tenter*
13 *de maintenir inchangé le niveau historique d'interfinancement entre les*
14 *catégories de consommateurs*». ⁵

15 Dans ce contexte, la Régie souhaite entendre les participants, « *lors du prochain*
16 *dossier tarifaire, sur les diverses avenues permettant de mieux refléter,*
17 *notamment, les coûts des nouveaux approvisionnements dans les tarifs de*
18 *chacune des catégories de clients et sur l'interprétation à donner aux dispositions*
19 *de la Loi concernant l'interfinancement*». ⁶

20 Le Distributeur a proposé d'interpréter la Loi de façon à permettre de récupérer
21 auprès de chaque catégorie de consommateurs la croissance des coûts qui lui
22 sont attribués. Ce faisant, l'interfinancement serait maintenu en ce qui concerne
23 les revenus prévus et requis des années antérieures, tandis que la causalité des

⁵ Décision D-2006-34, page 77.

⁶ Ibid.

1 coûts serait respectée pour les coûts à la marge de ces mêmes revenus requis.
2 Cela se traduirait, la plupart du temps, par des hausses tarifaires différentes
3 d'une catégorie de consommateurs à l'autre, ce qui se reflèterait sur les indices
4 d'interfinancement.

5 Dans sa décision D-2007-12, *«(l) a Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le*
6 *biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de*
7 *consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes*
8 *catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est*
9 *pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une*
10 *catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de*
11 *ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de*
12 *vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant*
13 *d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs « dans une*
14 *perspective de développement durable ».*

15 *Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande*
16 *une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement*
17 *est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette*
18 *catégorie.*

19 *À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des*
20 *ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun*
21 *d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.»⁷*

22 La proposition du Distributeur concernant l'interfinancement et, conséquemment,
23 les ajustements tarifaires par catégorie de consommateurs apparaît à la section
24 2.2.

⁷ Décision D-2007-12, pages 93-94.

1.1.4 Option d'électricité interruptible de moyenne puissance

1 Dans le cadre du suivi de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de
2 moyenne puissance, le Distributeur a rencontré au mois de mai 2007 les
3 représentants des stations de ski et de la FCEI/ASSQ.

4 Cette rencontre a permis de préciser le fonctionnement et les modalités
5 d'application de l'option d'électricité interruptible avec les représentants des
6 stations de ski, en regard des contraintes de la clientèle et de celles du réseau
7 du Distributeur en période d'hiver.

8 Le Distributeur a reconfirmé que le niveau des crédits de l'option d'électricité
9 interruptible reflète les coûts évités mais reste ouvert, après consultation des
10 membres par les représentants, à l'ajustement éventuel des modalités pour
11 mieux les adapter aux contraintes de la clientèle.

1.2 Stratégie énergétique

12 Tout comme lors de sa dernière demande tarifaire, le Distributeur intègre dans
13 cette requête certains éléments de la stratégie énergétique du gouvernement⁸,
14 publiée en mai 2006, qui touchent directement les tarifs.

1.2.1 Tarification dynamique

15 Dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015⁹, « *le gouvernement*
16 *souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification*
17 *selon la saison et l'heure d'usage. Le gouvernement demande à Hydro-Québec*
18 *de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces*
19 *propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de*
20 *l'ensemble des consommateurs. » .*

⁸ Gouvernement du Québec, *L'énergie pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*,
<http://www.mrnfp.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>

⁹ Ibid., page 57.

1 En réponse à cette demande, le Distributeur présente en HQD-12, document 5,
2 sa proposition relative à une tarification horo-saisonnière.

1.2.2 Structure du tarif D

3 « Le gouvernement demande à Hydro-Québec de soumettre à la Régie de
4 l'énergie une nouvelle structure tarifaire, comportant un écart de prix plus
5 important qu'à l'heure actuelle entre les deux paliers, possiblement en
6 augmentant simultanément le seuil actuel de 30 kWh par jour, ou en instaurant
7 éventuellement un troisième palier, et cela, sans modifier le revenu global de la
8 société d'État... Une telle modification de la structure tarifaire aurait ainsi pour
9 effet de diminuer la facture d'électricité des petits consommateurs et d'accroître
10 celle des grands consommateurs qui n'auraient pas modifié leurs habitudes de
11 consommation ». ¹⁰

12 Le Distributeur aborde ces sujets en profondeur dans le cadre de la réforme des
13 tarifs domestiques en HQD-12, document 3.

1.2.3 Impact des hausses tarifaires sur la clientèle à faible revenu

14 Le gouvernement attend de la Régie de l'énergie qu'elle demande aux
15 distributeurs d'énergie que des études soient faites quant aux impacts des
16 ajustements tarifaires sur les ménages à faible revenu. ¹¹

17 En réponse à cette demande, le Distributeur présente à la section 4.2.1.5 une
18 étude d'impact de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible revenu.

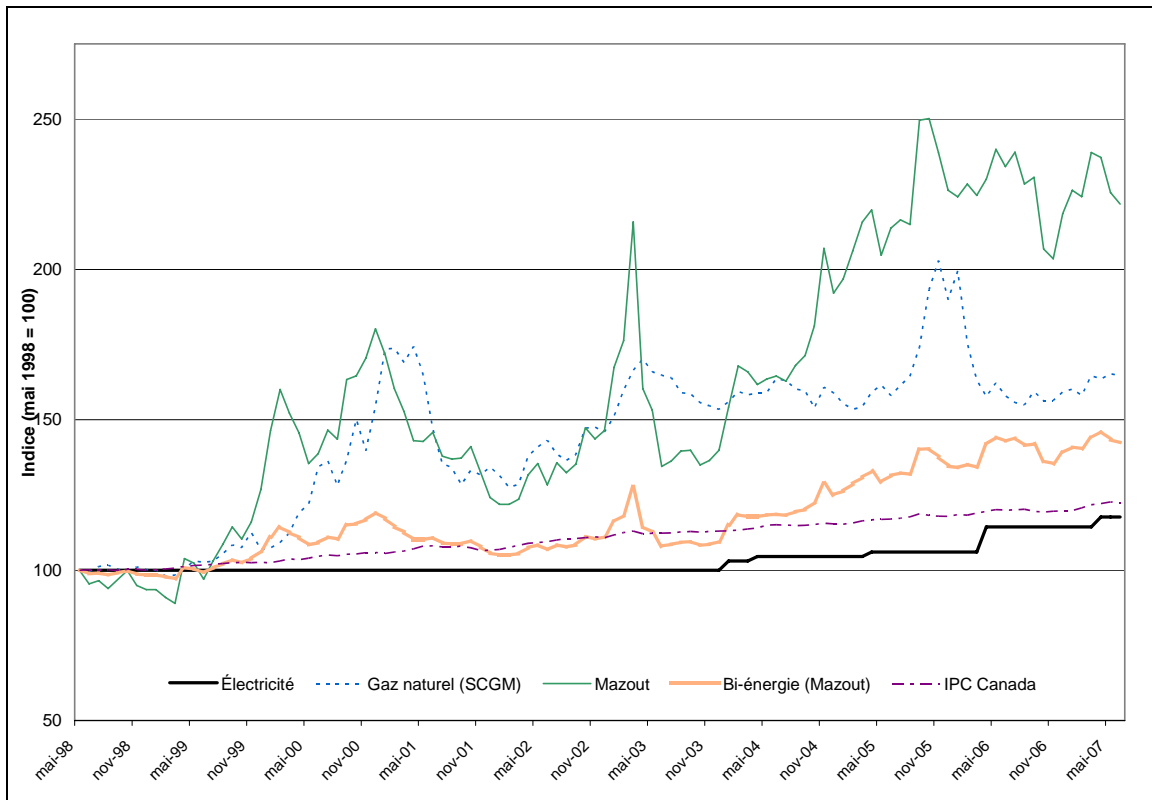
¹⁰ Ibid., page 56.

¹¹ Ibid., page 97.

1.3 Évolution des tarifs d'électricité, de l'inflation et du prix des combustibles

- 1 Après plus de cinq années de gel tarifaire, la Régie a autorisé le Distributeur à
- 2 hausser ses tarifs en 2004. Puisque l'indice des prix à la consommation a
- 3 progressé de 22,0 % entre 1998 et 2007 et que les tarifs du Distributeur ont crû
- 4 de 13,5 % pour la même période, les Québécois paient, en dollars constants,
- 5 moins cher leur électricité aujourd'hui qu'il y a neuf ans.

FIGURE 1
CROISSANCE DES COÛTS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL (158 m²)
MAI 1998 À JUIN 2007



1 De plus, comme le démontre la figure 1, la clientèle du Distributeur a bénéficié de
2 la stabilité des prix de l'électricité durant une période où les prix du mazout et du
3 gaz naturel ont connu une croissance marquée et une grande volatilité. Ainsi,
4 entre le 1^{er} mai 1998 et le 1^{er} avril 2007, la facture énergétique pour une maison
5 moyenne chauffée au mazout a crû de 137 % tandis que la facture énergétique
6 d'une maison chauffée au gaz naturel a augmenté de 64 %.

1.4 Plan de réforme

7 Le Distributeur présente l'avancement de ses travaux relatifs à la réforme des
8 tarifs visant à offrir un meilleur signal de prix. L'implantation de cette réforme se

1 fera en fonction des orientations qui seront retenues par la Régie et des délais
2 normaux et nécessaires pour bien informer les diverses clientèles des
3 changements à venir et des impacts qu'ils auront sur leurs décisions
4 énergétiques. De plus, pour l'année en cours, le Distributeur doit tenir compte
5 des contraintes associées au déploiement de SIC.

2 HAUSSE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT POUR L'ANNÉE 2008-2009

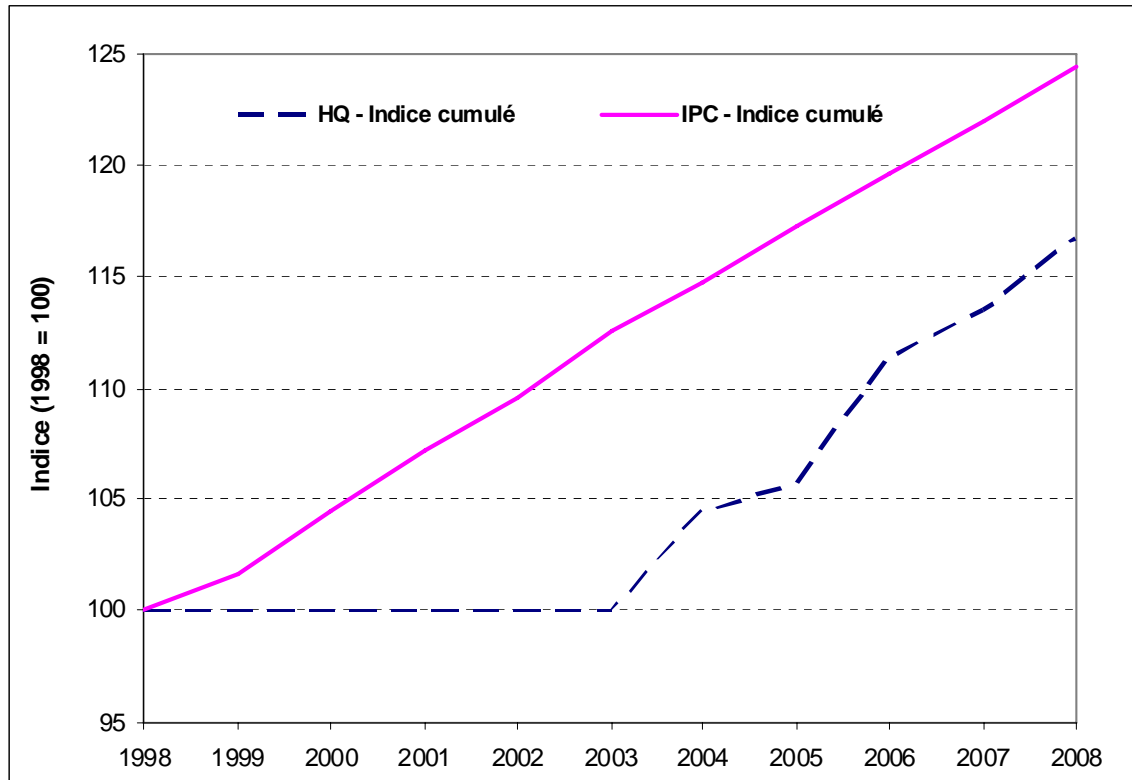
2.1 Écart entre les revenus requis et les revenus prévus pour 2008

6 Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis pour 2008, le Distributeur
7 prévoit un manque à gagner de 269 M\$ pour l'année 2008.

2.2 Hausses tarifaires proposées et impact sur l'interfinancement

8 Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des
9 tarifs de 2,9 % à compter du 1^{er} avril 2008, selon les prix proposés en HQD-12,
10 document 8 de cette preuve. Cette hausse permettra de générer des revenus
11 supplémentaires de 185 M\$ du 1^{er} avril au 31 décembre 2008 ainsi qu'une
12 provision réglementaire de 84 M\$ (voir HQD-1, document 1).

FIGURE 2
ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION



1 La figure 2 présente l'évolution, sur l'horizon 1998-2008, des prix à la
2 consommation et des tarifs du Distributeur incluant la hausse proposée. Le taux
3 annuel d'inflation prévu pour 2007 et 2008 est de 2,0 %, ce qui signifie qu'avec la
4 hausse de 2,9 % demandée, la clientèle connaîtra une hausse réelle de 0,9 % en
5 moyenne. En revanche, sur la période, la clientèle continue de bénéficier d'un
6 gain réel.

7 La décision de la Régie concernant l'interfinancement permet au Distributeur, à
8 partir de la demande tarifaire en cours, de proposer des ajustements tarifaires
9 différenciés pour tenir compte de l'évolution des coûts attribuables à chaque
10 catégorie de consommateurs. Toutefois, cette correction ne peut se faire sans

1 prendre en compte les importants enjeux tarifaires en cause. Ainsi, selon les
2 termes de la décision D-2007-12, «(l)orsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la
3 Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées
4 en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce
5 cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique.»¹² Le
6 Distributeur soumet que, dans le contexte actuel, une approche raisonnable
7 consiste à proposer une hausse uniforme tout en laissant la Régie, après avoir
8 entendu les intervenants, arbitrer cette question en fonction de l'ensemble des
9 éléments au dossier.

10 Étant donné la hausse uniforme par catégorie de consommateurs proposée par
11 le Distributeur, les indices d'interfinancement de 2008 demeurent relativement
12 stables avant et après la hausse tarifaire, tel que le démontre le tableau suivant.

¹² Décision D-2007-12, page 94.

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

	Revenus requis 2008	Revenus prévus 2008 avant hausse	Indice d'inter- financement avant hausse	Revenus prévus après hausse du 1 ^{er} janvier 2008	Indice d'inter- financement après hausse
	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(%)
Domestique	5 133	4 165	82,6	4 286	82,6
Petite puissance	1 057	1 294	124,6	1 332	124,6
Moyenne puissance	1 501	1 879	127,4	1 933	127,4
Grande puissance	1 741	1 929	112,8	1 985	112,8
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	9 432	9 268	100,0	9 537	100,0
Contrats spéciaux	901	901	s.o.	901	s.o.
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	52	1	s.o.	1	s.o.
<i>Total</i>	10 385	10 170	s.o.	10 439	s.o.

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

- 1 Le Distributeur soumet toutefois au tableau 2 ce que pourraient être les hausses
- 2 différenciées par catégorie de consommateurs qui refléteraient la variation de
- 3 leurs coûts de desserte¹³ ; l'impact sur les niveaux d'interfinancement est
- 4 également illustré.

¹³ Voir annexe A pour le détail des calculs.

TABLEAU 2
HAUSSES TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉES

	Hausse tarifaire 2008 (%)	Interfinancement 2008	
		Avant hausse (%)	Après hausse (%)
Domestique	4,4	82,6	83,8
Petite puissance	0,9	124,6	122,2
Moyenne puissance	2,6	127,4	127,0
Grande puissance	1,4	112,8	111,1
Total	2,9	100,0	100,0

3 MODIFICATIONS DES TARIFS POUR L'ANNÉE 2008-2009

3.1 Tarifs domestiques

3.1.1 Description des tarifs et de la clientèle

3.1.1.1 Tarifs D et DM

1 Les tarifs D et DM sont des tarifs qui s'appliquent à un abonnement au titre
2 duquel l'électricité est utilisée pour un usage domestique, c'est-à-dire à des fins
3 exclusives d'habitation dans un logement, sauf dans le cas des exceptions
4 prévues au texte des Tarifs. L'électricité livrée à une exploitation agricole à des
5 fins de culture des végétaux et d'élevage des animaux est également assujettie
6 au tarif D.

7 Le tarif D s'applique à un logement dont l'électricité est mesurée distinctement.
8 Ainsi, pour les immeubles d'habitation à logements multiples, le tarif D est
9 appliqué lorsque la consommation de chaque logement est mesurée
10 séparément.

11 La structure du tarif D, détaillée au tableau 3, comporte une redevance
12 (40,64 ¢/jour) et deux prix croissants pour l'énergie consommée, soit un prix plus

1 bas pour les 30 premiers kWh par jour (5,29 ¢/kWh), alors que l'excédent est
2 facturé à un prix plus élevé (7,03 ¢/kWh). En période d'hiver, lorsque la
3 puissance maximale appelée dépasse 50 kW, l'excédent est facturé au prix
4 mensuel de 5,46 \$/kW.

TABLEAU 3
TARIF D AU 1^{ER} AVRIL 2007

Redevance	40,64 ¢/jour
Les 30 premiers kWh/jour	5,29 ¢/kWh
Le reste de l'énergie	7,03 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver (excédent de 50 kW)	5,46 \$/kW

5 Le tarif DM est un tarif semblable au tarif D mais adapté au mesurage collectif
6 (voir tableau 4). Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité livrée
7 est destinée à un immeuble collectif d'habitation ou à une résidence
8 communautaire comprenant des logements dont le mesurage est collectif.

9 La particularité du tarif DM réside dans l'application d'un multiplicateur lié au
10 nombre de logements dans le calcul de la redevance et du seuil de la 1^{re} tranche
11 de consommation.

12 Le multiplicateur correspond :

- 13 • pour un immeuble collectif d'habitation et une résidence
14 communautaire comprenant des logements : au nombre de
15 logements ;
- 16 • pour une résidence communautaire comprenant des logements et des
17 chambres : au nombre de logements de la résidence communautaire
18 plus
 - 19 ○ 1 pour les 9 premières chambres ou moins, plus
 - 20 ○ 1 pour chaque chambre supplémentaire.

- 1 Les prix de la 1^{re} et de la 2^e tranches sont de 5,29 ¢/kWh et 7,03 ¢/kWh
2 respectivement. En période d'hiver, lorsque la puissance maximale appelée
3 dépasse 50 kW, l'excédent est facturé au prix mensuel de 1,35 \$/kW.

TABLEAU 4
TARIF DM AU 1^{ER} AVRIL 2007

Redevance	40,64 ¢/jour X multiplicateur
Les 30 premiers kWh/jour X multiplicateur	5,29 ¢/kWh
Le reste de l'énergie	7,03 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver (excédent de 50 kW)	1,35 \$/kW

- 4 Comme le tableau 5 l'indique, 2 645 083 abonnements aux tarifs D et DM ont été
5 retenus aux fins de l'analyse pour la période du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007. La
6 consommation et les revenus associés à ces abonnements s'élèvent à 47,9 TWh
7 et 3,4 milliards \$ sur la base des tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2007. Sur l'ensemble
8 des abonnements, 5 660 seulement étaient facturés pour la puissance en hiver.
- 9 Les deux tiers des clients résidentiels disposaient d'un chauffage tout à
10 l'électricité (TAE), l'autre tiers utilisant un système de chauffage autre
11 (non TAE)¹⁴, par exemple au gaz naturel, au mazout, au bois ou mixte. Plus de
12 41 800 abonnements concernaient des exploitations agricoles dont les activités
13 d'élevage des animaux et de culture des végétaux sont admissibles au tarif D.

¹⁴ Les clients résidentiels au tarif bi-énergie DT sont traités à la section suivante.

TABLEAU 5
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE AUX TARIFS D ET DM
(2006-2007)

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	1 811 301	36 196	2 518
<i>Sans puissance facturée</i>	1 807 508	34 541	2 400
<i>Avec puissance facturée</i>	3 793	1 655	118
<i>Autres types de chauffage</i>	791 959	10 040	722
<i>Sans puissance facturée</i>	791 166	9 651	694
<i>Avec puissance facturée</i>	793	389	28
<i>Total clientèle résidentielle</i>	2 603 260	46 237	3 241
Clientèle agricole			
<i>Sans puissance facturée</i>	40 749	1 350	95
<i>Avec puissance facturée</i>	1 074	271	19
<i>Total clientèle agricole</i>	41 823	1 620	114
Clientèle domestique totale			
<i>Sans puissance facturée</i>	2 639 423	45 541	3 190
<i>Avec puissance facturée</i>	5 660	2 315	165
<i>Total clientèle domestique</i>	2 645 083	47 857	3 355

- 1 Le tableau 6 présente les revenus générés par composante, à partir des
- 2 données de référence des tarifs D et DM.

TABEAU 6
TARIFS D ET DM : REVENUS PAR COMPOSANTE TARIFAIRE – 2006-2007

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 ^{er} avril 2007	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	416
Énergie		
1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,29	1 306
2 ^e tranche (¢/kWh)	7,03	1 629
Prime de puissance		
D (\$/kW)	5,46	2
DM (\$/kW)	1,35	2
Total		3 355

1 Le tableau 7 présente les factures mensuelles de la clientèle au tarif D pour la
2 période du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007. Au cours de cette période, la
3 consommation annuelle moyenne au tarif D était de 17 407 kWh et la facture
4 mensuelle moyenne s'élevait à 102 \$. Avec une consommation de 26 484 kWh
5 par année, la maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité avait une
6 facture mensuelle de 152 \$.

TABLEAU 7
FACTURES MENSUELLES MOYENNES POUR LA CLIENTÈLE AU TARIF D

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif D	17 407	102
Chauffés à l'électricité	19 323	112
Non chauffés à l'électricité	13 121	79
Maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (158 m ²)	26 484	152

3.1.1.2 Tarif DT

- 1 Le tarif DT est un tarif optionnel qui s'applique à tout client admissible aux tarifs
2 D ou DM qui utilise, principalement à des fins d'habitation, un système
3 bi-énergie.
- 4 Outre la redevance de 40,64 ¢ par jour, le tarif DT comporte deux prix pour
5 l'énergie selon la température extérieure : 4,08 ¢/kWh lorsque la température est
6 égale ou supérieure à -12 °C ou -15 °C, selon la zone climatique, et 17,55 ¢/kWh
7 lorsque la température est inférieure à -12 °C ou -15 °C (voir le tableau 8 pour la
8 structure de prix et le tableau 9 pour les zones où la température de transfert est
9 de -15 °C). En période d'hiver, lorsque la puissance maximale appelée dépasse
10 50 kW, l'excédent est facturé au prix mensuel de 1,35 \$/kW lorsque le mesurage
11 est collectif et 5,46 \$/kW dans les autres cas.

TABLEAU 8
TARIF DT AU 1^{ER} AVRIL 2007

Redevance	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie hors pointe	4,08 ¢/kWh
Prix de l'énergie en pointe	17,55 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver sur l'excédent de 50 kW	
Immeuble avec mesurage collectif	1,35 \$/kW
Autres cas	5,46 \$/kW

- 1 Le prix hors pointe est calibré de façon à maintenir un avantage concurrentiel par
2 rapport au mazout. Actuellement, le client a un intérêt à fonctionner à l'électricité
3 durant les périodes hors pointe tant que le prix du mazout sera supérieur à
4 33 ¢/litre.¹⁵

TABLEAU 9
ZONES OÙ LA TEMPÉRATURE DE TRANSFERT DU TARIF DT EST DE -15°C

Le Noroît (Rouyn-Noranda, Val-d'Or, LG-2/Nemiscau)
Le nord de la région de Lanaudière
Les Hautes-Laurentides
La Haute-Mauricie
De St-Féréol-des-Neiges à la rivière Saguenay
Le Saguenay
La Côte-Nord
Les Îles-de-la-Madeleine
Le Bas St-Laurent et la Gaspésie ¹

Note : Sauf les municipalités limitrophes (accès direct) au fleuve ou à la Baie des Chaleurs, de St-Fabien à la rivière Cascapédia.

- 5 Le prix en pointe s'applique également à l'ensemble de la consommation. Ce prix
6 est fixé de manière à obtenir la neutralité entre le tarif DT et le tarif D, pour une

¹⁵ Le prix moyen du mazout a été de 69 ¢/litre durant la période de chauffage 2006-2007
(Source : Régie de l'énergie).

1 maison unifamiliale moyenne et pour une année à température normale, lorsque
2 le client utilise uniquement l'électricité pour satisfaire tous ses besoins de
3 chauffage. Il est suffisamment dissuasif pour inciter le client à utiliser une source
4 alternative d'énergie pour le chauffage et à déplacer certaines charges de base.
5 Pour que le client ait intérêt à consommer de l'électricité en pointe, il faudrait que
6 le prix du mazout soit supérieur à 1,42 \$/litre. Pour une année à température
7 normale, le tarif DT devrait procurer aux clients une économie de l'ordre de 5 à
8 15 % par rapport au tarif D, en fonction de leurs efforts au niveau de la gestion
9 de leur consommation.

10 Le tarif DT regroupe environ 121 000 abonnements, dont 99 482 ont été retenus
11 pour la période du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007. Ces abonnements généraient
12 des ventes de 2,2 TWh et des revenus de 122 M\$ tout en permettant un
13 effacement de 790 MW à la pointe du réseau.

3.1.2 Ajustements proposés à la structure tarifaire

14 Le Distributeur propose pour l'année 2008-2009 de poursuivre la stratégie
15 tarifaire amorcée lors de la demande tarifaire 2005 et reconnue par la Régie
16 dans ses décisions D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12 soit :

- 17 • Gel de la redevance ;
- 18 • Augmentation du prix de la 2^e tranche deux fois plus que le prix de la
19 1^{re} tranche ;
- 20 • Augmentation de la prime de puissance de 75 ¢/kW pour les tarifs à
21 mesurage individuel et de 18 ¢/kW pour ceux à mesurage collectif.

22 Le tableau suivant donne la structure proposée des tarifs D et DM, incluant une
23 hausse de 2,9 %.

TABLEAU 10
TARIFS D ET DM PROPOSÉS POUR 2008 INCLUANT UNE HAUSSE DE 2,9 %

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance ¢/jour	1 ^{re} tranche ¢/kWh	2 ^e tranche ¢/kWh	Ratio 2 ^e / 1 ^{re}	Prime D \$/kW	Prime DM
Actuel - 1 ^{er} avril 2007	40,64	5,29	7,03	1,33	5,46	1,35
Tarif proposé - 1 ^{er} avril 2008	40,64 0,0%	5,40 2,1%	7,33 4,3%	1,36	6,21 13,7%	1,53 13,3%

1 La réforme des tarifs domestiques, expliquée plus en détails en HQD-12,
2 document 3, est en ligne avec les ajustements proposés pour l'année 2008.
3 Comme amplement expliqué en HQD-12, document 3, le Distributeur propose
4 également pour 2008, la fermeture du tarif DM à tout nouvel abonnement. De
5 plus, tel que décrit en HQD-12, document 5, le Distributeur compte offrir, dans le
6 cadre d'un projet pilote, deux nouvelles options tarifaires différenciées dans le
7 temps, soit les tarifs DA et DB.

3.2 Tarifs généraux

3.2.1 Description des tarifs et de la clientèle

3.2.1.1 Tarif L

8 Le tarif L s'adresse aux clients de grande puissance dont la puissance à facturer
9 minimale est de 5 000 kW ou plus. Il est exprimé en basse tension. Ainsi, des
10 crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension sont accordés afin de ne
11 pas répercuter sur les clients alimentés à une tension plus élevée, les coûts des
12 réseaux à plus basse tension.

TABLEAU 11
TARIF L AU 1^{ER} AVRIL 2007

Prime de puissance	11,97 \$/kW
Prix de l'énergie	2,81 ¢/kWh
Prime de dépassement (période d'hiver) quotidienne	6,99 \$/kW
limite mensuelle	20,97 \$/kW

1 Du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007, 239 abonnements ont été retenus pour fins
2 d'analyse au tarif L. La consommation annuelle totalise 47,2 TWh, pour des
3 revenus annuels de 2,1 milliards \$. Le tableau 12 présente une description
4 sommaire de la clientèle au tarif L.

TABLEAU 12
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF L – 2006-2007

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Commercial	42	2 060	105
Industriel	155	39 519	1 723
Institutionnel	26	1 455	76
Réseaux municipaux	16	4 119	200
Total	239	47 153	2 104

5 Le tableau 13 présente les revenus générés par composante, à partir des
6 données de référence du tarif.

TABLEAU 13
TARIF L : REVENUS PAR COMPOSANTE TARIFAIRE – 2006-2007

Composante	Tarif L	
	Prix	M\$
Énergie (¢/kWh)	2,81	1 325
Puissance (\$/kW)	11,97	775
Dépassement :		
prime quotidienne (\$/kW)	6,99	1
prime mensuelle (\$/kW)	20,97	3
Revenu total		2 104

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

3.2.1.2 Tarif M

- 1 Le tarif M s'adresse aux clients de moyenne puissance dont la puissance à
- 2 facturer minimale est d'au moins 100 kW mais inférieure à 5 000 kW. Tout
- 3 comme le tarif L, il est exprimé en basse tension, ce qui implique que les clients
- 4 alimentés à une tension plus élevée ont droit à un crédit d'alimentation en
- 5 moyenne ou en haute tension.

TABLEAU 14
TARIF M AU 1^{ER} AVRIL 2007

Prime de puissance	13,23 \$/kW
Prix de l'énergie pour les 210 000 premiers kWh pour le reste de l'énergie	4,31 ¢/kWh 2,81 ¢/kWh
Prime de dépassement (période d'hiver)	14,16 \$/kW

- 6 Pour la période allant du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007, 12 554 abonnements au
- 7 tarif M ont été retenus à des fins d'analyse, pour une consommation de

1 25,0 TWh et un revenu total de 1,7 milliard \$. Un client au tarif M consomme en
2 moyenne 2 GWh par an mais près de 75 % de cette clientèle ne consomme
3 jamais dans la 2^e tranche d'énergie. Les clients au tarif M sont pour plus de la
4 moitié des clients commerciaux (59 %), mais le tarif M comprend aussi des
5 clients de types industriel (22 %) et institutionnel (18 %) en assez grande
6 proportion. Les clients résidentiels et agricoles y sont peu présents.¹⁶

7 Le tableau 15 offre un aperçu de la répartition des abonnements, de la
8 consommation et des revenus au tarif M par secteur d'activité pour la période
9 allant du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007.

TABLEAU 15
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF M – 2006-2007

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Agricole	39	38	3
Commercial	7 369	12 440	867
Industriel	2 813	8 288	567
Institutionnel	2 298	4 119	293
Résidentiel	35	73	5
Total	12 554	24 957	1 736

10 Le tableau 16 présente les revenus générés par composante, à partir des
11 données de référence du tarif M.

¹⁶ Principalement des immeubles à logements et des clients agricoles non admissibles au tarif D.

TABLEAU 16
TARIF M : REVENUS PAR COMPOSANTE TARIFAIRE – 2006-2007

Composante	Prix	M\$
Énergie (¢/kWh)		
les 210 000 premiers kWh	4,31	686
le reste de l'énergie	2,81	254
Puissance (\$/kW)	13,23	786
Dépassement (\$/kW)	14,16	10
Revenu total		1 736

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

3.2.1.3 Tarif G

- 1 Le tarif G s'adresse aux clients de petite puissance dont la puissance à facturer
- 2 minimale est inférieure à 100 kW. Tout comme les tarifs L et M, il est exprimé en
- 3 basse tension, ce qui implique que les clients alimentés à une tension plus
- 4 élevée ont droit à un crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension.

TABLEAU 17
TARIF G AU 1^{ER} AVRIL 2007

Redevance d'abonnement	12,33 \$/mois
Prime de puissance applicable à l'excédent de 50 kW	15,18 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 15 090 premiers kWh	8,47 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	4,31 ¢/kWh

- 5 Le tarif G regroupe près de 250 000 abonnements, mais les données de
- 6 référence pour l'année 2006-2007 n'en retiennent que 227 200, à cause de la

1 relative instabilité de ces abonnements.¹⁷ Ces abonnements représentent un
2 revenu total de 988 M\$ et une consommation de 11,3 TWh. Ce tarif s'adresse
3 essentiellement à une clientèle de type commercial avec 88 % des
4 abonnements, mais aussi à des clients institutionnels (8 %) et industriels (3 %).
5 Les clients agricoles et résidentiels ne sont représentés que dans une proportion
6 marginale. La consommation moyenne pour un client au tarif G était d'environ
7 50 000 kWh pour la période observée.

8 La structure du tarif G permet de diviser la clientèle en deux groupes aux
9 caractéristiques bien différentes : les clients qui paient la prime de puissance
10 (ayant une puissance à facturer de plus de 50 kW) et les clients qui ne la paient
11 pas. Le tableau 18 présente, pour la période allant du 1^{er} mai 2006 au 30 avril
12 2007, la répartition des abonnements, des kWh consommés et des revenus par
13 type de clientèle en mettant en évidence les clients qui sont facturés pour la
14 puissance pour au moins une période de consommation par année.

¹⁷ En effet, il s'agit en grande majorité de petits locaux commerciaux dont l'activité est plus instable et moins prévisible que celle des entreprises aux tarifs M et L ou de la clientèle domestique. Il est courant pour ce type de local de rester inoccupé pendant de longues périodes après une fermeture. Le cas échéant, ces abonnements deviennent inactifs dans le système de facturation ou donnent lieu à des profils de consommation incomplets, qui ne peuvent être retenus à des fins d'analyse.

TABLEAU 18
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF G – 2006-2007

	Abonnements		Consommation annuelle (GWh)		Revenus totaux (M\$)	
	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée
Agricole	382	45	20	9	2	1
Commercial	200 714	15 161	9 697	3 430	844	289
Industriel	6 739	1 086	452	233	40	21
Institutionnel	18 819	3 110	1 124	600	99	52
Résidentiel	546	81	35	17	3	1
Total	227 200	19 483	11 328	4 289	988	364

1 Malgré leur faible nombre, les clients facturés pour la puissance ont un poids
 2 important au niveau de la consommation et des revenus. En effet, s'ils ne
 3 représentent que 9 % des abonnements, ils ne génèrent pas moins de 37 % des
 4 revenus, avec une consommation annuelle de 4 289 GWh, soit près de 40 % de
 5 la consommation totale. La consommation moyenne des clients facturés pour la
 6 puissance est de 220 000 kWh pour la période observée, soit environ 6 fois plus
 7 que la consommation moyenne des clients n'étant pas facturés en puissance
 8 (soit 34 000 kWh).

9 Le tableau 19 présente les revenus générés par composante, à partir des
 10 données de référence du tarif G.

TABLEAU 19
TARIF G : REVENUS PAR COMPOSANTE TARIFAIRE – 2006-2007

Composante	Prix	M\$
Redevance ¹ (\$/mois)	12,33	36
Énergie (¢/kWh)		
les 15 090 premiers kWh	8,47	826
le reste de l'énergie	4,31	68
Puissance ² (\$/kW pour l'excédent de 50 kW)	15,18	58
Revenu total		988

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.

3.2.2 Ajustements proposés aux structures tarifaires

1 La pondération des revenus entre la puissance et l'énergie doit tenir compte du
 2 signal que le Distributeur veut envoyer aux clients. La composante énergie
 3 représente la portion la plus élastique de la facture des clients, ce qui leur permet
 4 de réagir à ce signal de prix par des économies d'énergie ou lors du choix
 5 d'équipement. Parallèlement, l'augmentation du prix de la puissance indique à la
 6 clientèle que la gestion des appels de puissance demeure un enjeu important
 7 pour le Distributeur.

8 Lors de la requête R-3541-2004, le Distributeur avait démontré le faible écart qui
 9 existait entre les structures de base et les structures de référence fondées sur la
 10 structure de coûts. Toutefois, il indiquait également que l'accroissement de la
 11 part des coûts de la fourniture dans l'avenir relativement à celles du transport et
 12 de la distribution donnerait lieu à une modification de cette structure de coûts. Le
 13 tableau *Ratio de la puissance dans la facture des clients de petite, moyenne et*

1 *grande puissance*¹⁸ inclus dans la requête R-3541-2004 démontrait également
2 que la proportion de l'énergie dans les tarifs du Distributeur était parmi les moins
3 élevées en Amérique du Nord.

4 Dans le contexte où la structure tarifaire doit s'inspirer davantage des coûts
5 marginaux, une accentuation du signal de prix en énergie s'impose sans pour
6 autant diminuer l'importance du signal de prix en puissance. L'analyse de la
7 pondération puissance/énergie des tarifs reste nécessaire mais représente plus
8 une conséquence de l'orientation adoptée à plus long terme qu'un objectif en soi.

9 Tel que le démontre le tableau suivant, la proportion de la composante énergie
10 dans les tarifs généraux a progressé légèrement entre 2004 et 2007. Au tarif G,
11 la proportion de l'énergie est passée de 52 % à plus de 53 % alors qu'au tarif L la
12 proportion en énergie du tarif représente maintenant 63 %, comparativement à
13 61 % en 2004. Au tarif M, la proportion est passée de 53 à 54 %.

14 Le Distributeur propose pour l'année 2008-2009 de poursuivre l'orientation
15 appliquée au cours des 2 dernières années, soit des hausses davantage en
16 énergie qu'en puissance. Les structures tarifaires résultantes apparaissent
17 également au tableau suivant.

18 La réforme des tarifs généraux expliquée plus en détails en HQD-12, document 4
19 est en ligne avec les ajustements proposés pour l'année 2008.

¹⁸ Voir la requête R-3541-2004, HQD-1, document 3, page 22.

TABLEAU 20
TARIFS GÉNÉRAUX PROPOSÉS POUR 2008
INCLUANT UNE HAUSSE DE 2,9 %
(COMPARAISON DES STRUCTURES 2004-2008)

	2004	2007	2008 Tarifs proposés
<i>Hausse moyenne (%)</i>	1,41	1,92	2,9
Tarif L			
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,53	2,81	2,91
Prime de puissance (\$/kW)	11,40	11,97	12,18
<i>Énergie / Revenus (%)</i>	61,0	63,0	63,4
Tarif M			
Prix 1re tranche (¢/kWh)	3,89	4,31	4,48
Prix 2e tranche (¢/kWh)	2,53	2,81	2,93
Prime de puissance (\$/kW)	12,48	13,23	13,44
<i>Énergie / Revenus (%)</i>	53,1	54,2	54,8
Tarif G			
Redevance mensuelle (\$)	12,18	12,33	12,33
Prix 1re tranche (¢/kWh)	7,74	8,47	8,72
Prix 2e tranche (¢/kWh)	3,90	4,31	4,48
Prime de puissance (\$/kW)	14,19	15,18	15,54
<i>Énergie / Revenus (%)</i>	52,4	53,8	54,2

4 IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE

4.1 Revenus prévus par catégorie et composante tarifaires

- 1 La hausse proposée de 2,9 % permet d'augmenter globalement les revenus du
- 2 Distributeur de 269 M\$ en 2008 dont 185 M\$ du 1^{er} avril au 31 décembre 2008.

- 1 Le tableau 21 donne une ventilation de la provenance des 185 M\$ par catégorie
- 2 tarifaire.

TABLEAU 21
REVENUS GÉNÉRÉS PAR CATÉGORIE TARIFAIRE EN 2008 (M\$)¹

	Sans la hausse du 1 ^{er} avril 2008	Incluant la hausse du 1 ^{er} avril 2008	Différence
Domestique	4 165	4 243	77
Petite puissance	1 294	1 321	27
Moyenne puissance	1 879	1 918	39
Grande puissance	1 929	1 971	41
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	9 268	9 452	185
Contrats spéciaux	901	901	s/o
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	1	1	0
<i>Total</i>	10 170	10 355²	185

Notes :

- 1) Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.
- 2) Excluant la provision réglementaire de 84 M\$ provenant des mois de janvier à mars 2008.

4.2 Facture des clients

4.2.1 Tarifs domestiques

4.2.1.1 Distribution des impacts

- 3 Le tableau 22 offre une distribution des impacts chez les clients domestiques.
- 4 Près de 63 % des clients ont un impact annuel qui se situe entre 1 et 3 %. En
- 5 outre, 31 % des clients, qui représentent de petits consommateurs, voient leur

- 1 facture annuelle augmenter de moins de 2 %. L'annexe B présente une
2 distribution plus complète des impacts pour la clientèle domestique.

TABLEAU 22
IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 2,9 % - TARIF D

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1 (min : 0)	5,4
De 1 à 2	26,0
De 2 à 3	36,8
De 3 à 4	31,5
De 4 à 5	0,2
De 5 à 6	0,0
6 et plus (max : 6,8)	0,0
Total	100,0

4.2.1.2 Impact sur les factures mensuelles

- 3 Le tableau suivant présente les impacts de la hausse proposée sur la facture
4 mensuelle de consommations types. Les hausses de factures observées se
5 situent entre 1,5 % et 3,5 %. L'annexe C fournit l'impact par consommation type
6 et par composante tarifaire.

TABLEAU 23
IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES - TARIF D

Énergie kWh	Facture au tarif actuel \$	Facture au tarif proposé \$	Écart \$	Écart %
625	45,25	45,94	0,69	1,5
750	51,87	52,69	0,82	1,6
1 000	66,83	68,12	1,29	1,9
2 000	137,13	141,42	4,29	3,1
3 000	207,43	214,72	7,29	3,5

4.2.1.3 Impact sur le client moyen

- 1 Le tableau 24 illustre les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle
2 d'électricité des clients domestiques. Pour le client domestique moyen, cette
3 facture augmente de 2,97 \$.

TABLEAU 24
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE MENSUELLE
MOYENNE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE (TARIF D)

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2006-2007	Facture mensuelle (\$)		Augmentation (\$)	Augmentation (%)
	Tarif actuel	Tarif incluant hausse de 2,9 %		
Moyenne des clients (17 407 kWh)	101,65	104,62	2,97	2,9
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (19 323 kWh)	111,98	115,33	3,35	3,0
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (13 121 kWh)	78,52	80,64	2,12	2,7
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 484 kWh)	151,69	156,59	4,89	3,2

4.2.1.4 Impact sur des cas types d'habitation

- 4 À titre illustratif, le tableau 25 présente les impacts de la hausse tarifaire sur
5 certains cas types d'habitation.
- 6 On y constate qu'un client qui habite un logement verra sa facture augmenter de
7 2,1 % tandis qu'un client qui habite une maison imposante connaîtra une
8 augmentation de 3,8 %.

TABLEAU 25
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 - 32 054 kWh	Très grande maison	Maison imposante	Grand client 100 kW 411 700 kWh	Client 1 ^{re} tranche	Multi-logement
	17 407 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	62 840 kWh		10 950 kWh	124 160 kWh
Actuel - 1^{er} avril 2007	1 220 \$	800 \$	1 406 \$	1 820 \$	2 211 \$	2 968 \$	4 375 \$	30 001 \$	728 \$	8 507 \$
Tarif proposé - 1^{er} avril 2008	36 \$ 2,9%	17 \$ 2,1%	42 \$ 3,0%	59 \$ 3,2%	75 \$ 3,4%	108 \$ 3,6%	168 \$ 3,8%	1 366 \$ 4,6%	12 \$ 1,7%	251 \$ 3,0%

4.2.1.5 Impact sur les clients à faible revenu

1 Le Distributeur présente, tel que demandé par le gouvernement dans sa stratégie
2 énergétique, les impacts de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible revenu.¹⁹

3 Le Distributeur possède peu de données sur les revenus de ses clients
4 résidentiels et les données des sondages réalisés à d'autres fins sont souvent
5 incomplètes et non valides en ce qui concerne le revenu des répondants. Il s'agit
6 en effet d'une question délicate à laquelle les répondants ne sont pas toujours
7 enclins à répondre.

8 En outre, le revenu d'un ménage n'est pas la seule variable qui détermine qu'un
9 ménage soit ou non dans le besoin.

10 Afin d'évaluer l'impact de la hausse sur les clients à faible revenu, le Distributeur
11 a utilisé les dernières données disponibles de Statistique Canada relatives aux
12 dépenses des ménages (données de 2005). Ces données fournissent, par classe
13 de revenu, la dépense annuelle pour plusieurs biens et services.

¹⁹ La situation des ménages à faible revenu est abordée plus en détails en HQD-14, Document 2.

1 Le Distributeur a demandé à Statistique Canada de réaliser une distribution de la
2 dépense en électricité en fonction du décile du revenu du ménage ; ainsi, si tous
3 les ménages sont classés en fonction de leur revenu, du plus petit au plus grand,
4 le premier décile regroupe les 10 % des ménages qui ont le revenu le plus faible,
5 le deuxième décile, les 10 % suivants et ainsi de suite. Le tableau suivant décrit
6 les déciles utilisés pour 2005 ainsi que la dépense moyenne en électricité,
7 incluant les taxes, pour les ménages qui ont répondu avoir une dépense en
8 électricité.

TABLEAU 26
DESCRIPTION DES DÉCILES UTILISÉS

	Revenu annuel du ménage \$	Dépense annuelle moyenne pour l'électricité \$
1er décile	15 600 et moins	865
2e décile	15 600 - 22 472	973
3e décile	22 472 - 28 278	1 053
4e décile	28 278 - 36 050	1 203
5e décile	36 050 - 45 000	1 191
6e décile	45 000 - 54 554	1 425
7e décile	54 554 - 67 150	1 502
8e décile	67 150 - 83 400	1 581
9e décile	83 400 - 112 000	1 678
10e décile	112 000 et plus	2 001

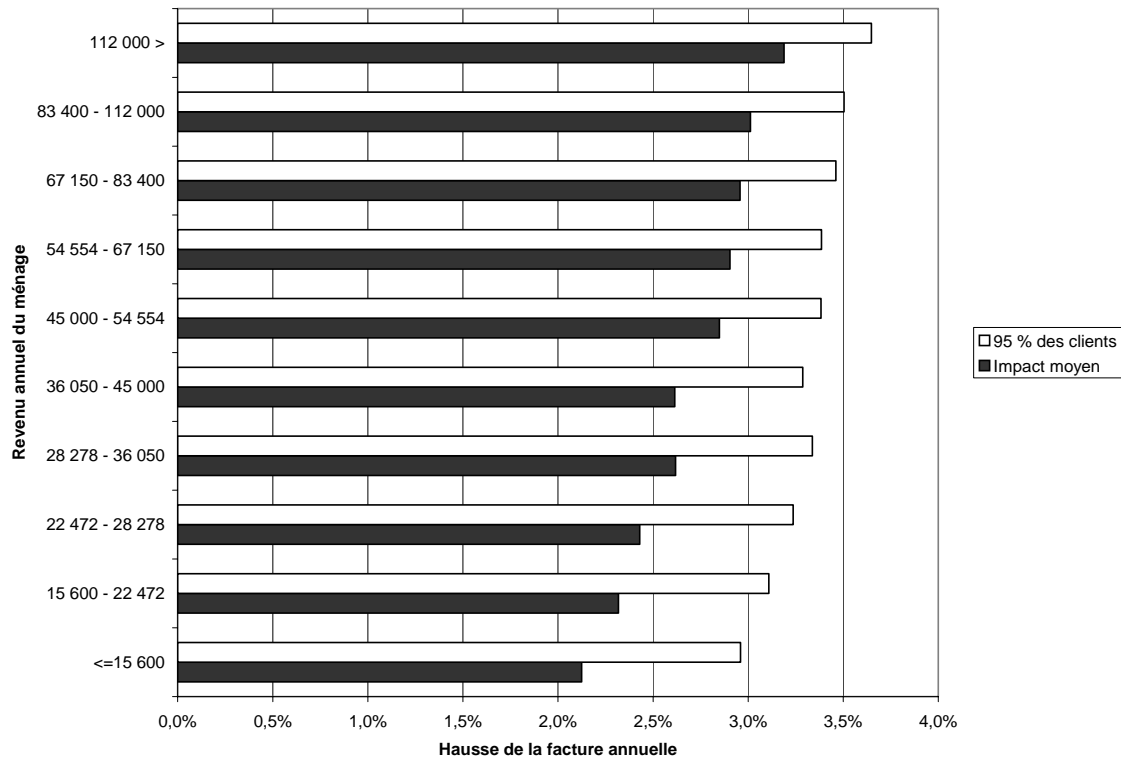
9 Le Distributeur a également demandé un indice de dispersion de la dépense en
10 électricité pour chacun des déciles, ce qui lui permet d'évaluer les impacts
11 maximums par tranche de revenu. Cette dépense maximale permet de saisir la
12 borne maximale de 95 % de tous les répondants par décile.

13 À partir de ces données, il est possible de déduire sur une base annuelle un
14 profil de consommation (énergie en 1^{re} et 2^e tranches) qui servira à établir
15 l'impact de la hausse de 2,9 % par décile de revenu.

1 Le tableau suivant fournit de façon très précise l'impact de la hausse tarifaire de
2 2,9 % par décile de revenu. Les impacts moyens sur la facture des ménages
3 pour les 4 premiers déciles varient de 2,1% à 2,6 %. Néanmoins, on remarque à
4 l'intérieur de chaque décile une variation des impacts qui reflète la variation des
5 dépenses. Par exemple, pour certains ménages des premiers déciles dont la
6 facture en énergie est importante, l'impact peut dépasser la hausse moyenne de
7 l'ensemble des clients.

8 La proposition du Distributeur de hausser deux fois plus la 2^e tranche que la
9 1^{re} tranche en énergie signifie que les ménages qui ont une facture d'électricité
10 importante — et donc consomment beaucoup de kWh en 2^e tranche — subiront
11 une hausse supérieure à 2,9 %. Il s'agit principalement des ménages qui ont des
12 revenus importants. De leur côté, les ménages qui ont une facture d'électricité
13 plus petite — et donc consomment peu de kWh en 2^e tranche — subiront une
14 hausse inférieure à 2,9 %. Il s'agit principalement des ménages à faible revenu.
15 La proposition du Distributeur atténue donc en moyenne l'impact de la hausse
16 tarifaire pour les ménages à faible revenu.

TABLEAU 27
DISPERSION DES IMPACTS SELON LE DÉCILE DE REVENU



4.2.2 Tarifs généraux

4.2.2.1 Distribution des impacts

- 1 Il faut rappeler que les hausses tarifaires portent de façon plus marquée sur la
- 2 composante énergie, qui représente la partie la plus élastique de la facture, ce
- 3 qui permet au client de minimiser l'impact des hausses sur sa facture. Le choix
- 4 d'appliquer les hausses de façon plus importante sur la composante énergie
- 5 permet également d'alléger la contrainte que représente la partie fixe dans la
- 6 facture du client.

Tarif L

1 Les impacts de la hausse tarifaire sur la clientèle au tarif L sont présentés au
2 tableau 28. Les hausses de facture se répartissent entre 2,4 et 3,0 % ; 50 % de
3 la clientèle connaît des hausses allant de 2,8 à 3,0 %. Un graphique de la
4 distribution des impacts figure à l'annexe B.

TABLEAU 28
IMPACTS ANNUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE – TARIF L

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 2,6 (minimum : 2,4)	5,4
De 2,6 à 2,8	43,5
De 2,8 à 3,0	50,2
3,0 et plus (maximum : 3,0)	0,8
Total	100,0

Tarif M

5 Le tableau 29 donne les impacts de la hausse sur les clients du tarif M. Les
6 hausses de facture se situent entre 1,6 et 3,4 %, et 45 % des clients ont des
7 hausses comprises entre 2,8 et 3,0 %. Un graphique de la distribution des
8 impacts figure à l'annexe B.

TABLEAU 29
IMPACTS ANNUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE – TARIF M

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 2,6 (minimum : 1,6)	7,9
De 2,6 à 2,8	27,0
De 2,8 à 3,0	45,1
3,0 et plus (maximum : 3,4)	20,0
Total	100,0

Tarif G

1 Le tableau 30 donne les impacts de la hausse proposée sur la clientèle au
2 tarif G. Les impacts varient de 0 % (pour 3 % des clients qui n'assument que le
3 montant mensuel minimal, soumis au même gel que la redevance) à 3,8 % alors
4 que 36 % de la clientèle connaît des hausses allant de 2,8 à 3,0 %. Un graphique
5 de la distribution des impacts figure à l'annexe B.

TABLEAU 30
IMPACTS ANNUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE – TARIF G

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
De 0 à 1,6 (minimum : 0)	11,0
De 1,6 à 2,6	22,9
De 2,6 à 2,8	25,9
De 2,8 à 3,0	36,4
3,0 et plus (maximum : 3,8)	3,7
Total	100,0

4.2.2.2 Impacts sur les factures mensuelles

Tarif L

6 Le tableau 31 présente les variations de factures engendrées par l'application de
7 la hausse proposée pour des consommations types au tarif L. Les hausses de
8 factures observées pour ce tarif se situent entre 2,7 et 3,0 %. Pour l'ensemble
9 des tarifs généraux, les impacts par consommation type et composante tarifaire
10 sont présentés à l'annexe C.

TABLEAU 31
IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF L

<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	120 450	123 758	3 308	2,7
5 000	3 060 000	140 682	144 710	4 028	2,9
10 000	5 760 000	255 978	263 403	7 425	2,9
30 000	17 520 000	774 678	797 193	22 515	2,9
50 000	23 400 000	1 128 150	1 159 875	31 725	2,8
50 000	30 600 000	1 330 470	1 369 395	38 925	2,9
50 000	32 750 000	1 390 885	1 431 960	41 075	3,0

Tarif M

- 1 Le tableau 32 présente les variations de factures mensuelles pour des
- 2 consommations types au tarif M suite à l'application de la hausse tarifaire
- 3 proposée. Selon les hypothèses de consommation retenues, les variations de
- 4 factures observées se situent entre 2,6 et 3,0 %.

TABLEAU 32
IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF M

<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	2 401	2 464	64	2,6
500	200 000	15 235	15 680	445	2,9
1 000	400 000	27 620	28 415	795	2,9
2 500	1 170 000	66 525	68 518	1 993	3,0

Tarif G

- 1 Le tableau 33 présente les variations de factures mensuelles engendrées par
- 2 l'application de la hausse proposée pour des consommations types au tarif G.
- 3 Selon les hypothèses de consommation retenues, les variations de factures
- 4 observées se situent entre 2,5 et 3,2 %.

TABLEAU 33

IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF G

<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	76	78	2	2,5
14	2 000	182	187	5	2,8
40	10 000	859	884	25	2,9
80	40 000	2 819	2 910	91	3,2

5 POSITION CONCURRENTIELLE

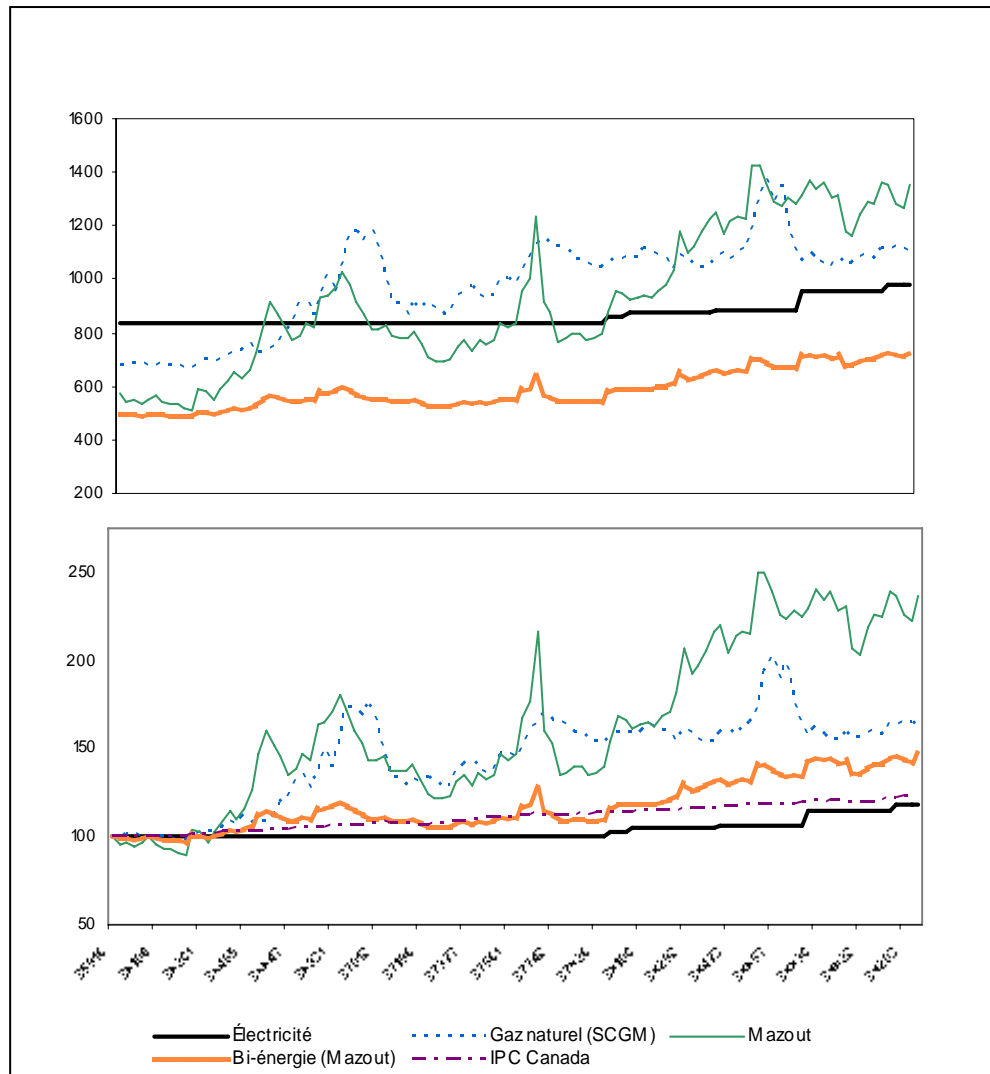
5.1 Au Québec

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

5.1.1 Secteur résidentiel

4 La croissance et la fluctuation importante des prix des combustibles des
 5 dernières années, présentées à la section 1.3 et reprises à la figure suivante, ont
 6 créé un environnement instable et peu attrayant pour le consommateur
 7 résidentiel. Depuis mai 1998, la facture de chauffage des locaux pour une
 8 maison unifamiliale moyenne chauffée au mazout et au gaz naturel a crû
 9 respectivement de 137 % et de 64 %, avec des sommets de 150 % pour le
 10 mazout au mois d'octobre 2005 et de 103 % pour le gaz naturel au mois de
 11 novembre 2005.

FIGURE 3
FACTURES ANNUELLES 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
- 2 cours de l'hiver 2006-2007 et l'équivalent en ¢/kWh pour deux niveaux d'efficacité
- 3 d'appareils de chauffage aux combustibles (70 %, taux d'efficacité moyen et
- 4 90 %, appareil à haut rendement énergétique).

TABLEAU 34
FRAIS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL
HIVER 2006-2007

	Électricité	Mazout no. 2 ¹				Gaz naturel ²			Total		
	(¢/kWh)	(¢/litre)	(¢/kWh-é)		Fourniture et compression	Transport et équilibrage	Distribution ³	(¢/m ³)	(¢/kWh-é)		
			@70%	@90%					@70%	@90%	
Août 2006	6,83	70,08	9,28	7,22	25,526	6,999	22,703	55,228	7,50	5,83	
Septembre 2006	6,83	70,76	9,37	7,29	27,083	6,999	22,703	56,785	7,71	5,99	
Octobre 2006	6,83	63,44	8,40	6,53	23,728	7,36	24,627	55,715	7,56	5,88	
Novembre 2006	6,83	62,44	8,27	6,43	23,768	7,36	24,627	55,755	7,57	5,89	
Décembre 2006	6,83	67,03	8,87	6,90	24,778	7,36	24,627	56,765	7,70	5,99	
Janvier 2007	6,83	69,44	9,19	7,15	24,896	7,567	24,627	57,090	7,75	6,03	
Février 2007	6,83	68,78	9,10	7,08	24,163	7,567	24,627	56,357	7,65	5,95	
Mars 2007	6,83	73,28	9,70	7,54	26,497	7,567	24,627	58,691	7,97	6,20	
Avril 2007	7,03	72,78	9,63	7,49	26,094	7,567	24,627	58,288	7,91	6,15	
Moyenne pondérée par les degrés-jours de chauffage	6,85	68,73	9,10	7,08	24,949	7,483	24,569	57,000	7,74	6,02	

Notes:

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

2) Excluant les frais de base et les ajustements d'inventaires.

3) Chauffage des locaux pour une maison moyenne (158 m²) située à Montréal. 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).

1 À 7,03 ¢/kWh — soit le prix de la 2^e tranche du tarif D en vigueur le 1^{er} avril
 2 2007 —, les clients résidentiels chauffés à l'électricité durant l'hiver 2006-2007
 3 ont été généralement avantagés par rapport à ceux qui ont choisi le mazout ou le
 4 gaz naturel. Le surcoût des frais d'entretien et d'acquisition d'un appareil de
 5 chauffage à combustible par rapport à un système de plinthes électriques
 6 (approximativement 4,41 et 3,69 ¢/kWh respectivement pour une maison
 7 moyenne chauffée au mazout et au gaz naturel) accentue l'avantage
 8 concurrentiel de l'électricité dans le secteur résidentiel.

5.1.2 Secteur commercial, institutionnel et industriel

9 La concurrence des combustibles pour le chauffage de l'espace dans le secteur
 10 commercial, institutionnel et industriel est plus forte que dans le secteur
 11 résidentiel. Pour évaluer la position concurrentielle de l'électricité dans ce

1 marché, il faut considérer les besoins en énergie et en puissance pour le
2 chauffage à la marge des autres usages. Le tableau suivant trace le portrait de la
3 situation pour l'hiver 2006-2007 pour un édifice à bureaux, en considérant
4 seulement la facture énergétique pour deux niveaux d'efficacité d'appareils de
5 chauffage aux combustibles.

TABLEAU 35
FRAIS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DE L'ESPACE
ÉDIFICE À BUREAUX SITUÉ À MONTRÉAL
HIVER 2006-2007

	Électricité	Mazout no. 2 ¹		Gaz naturel ²	
	(¢/kWh)	(¢/kWh-é)		(¢/kWh-é)	
		@70%	@90%	@70%	@90%
Août 2006	6,82	8,84	6,90	5,87	4,64
Septembre 2006	6,82	8,29	6,50	6,08	4,80
Octobre 2006	6,82	7,14	5,62	5,78	4,58
Novembre 2006	6,82	6,99	5,50	5,79	4,58
Décembre 2006	6,82	7,82	6,13	5,93	4,69
Janvier 2007	6,82	7,61	6,00	5,97	4,72
Février 2007	6,82	7,81	6,14	5,87	4,64
Mars 2007	6,82	8,20	6,45	6,19	4,89
Avril 2007	6,93	8,35	6,56	6,13	4,85

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.

5.2 En Amérique du Nord

6 Le tableau 36 met en perspective les résultats de l'analyse annuelle, effectuée
7 par le Distributeur, des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-
8 américaines. Hydro-Québec Distribution, ainsi que Manitoba Hydro et BC Hydro,
9 présentent des tarifs très compétitifs pour la clientèle résidentielle, ce qui
10 contraste avec les autres distributeurs en date du 1^{er} avril 2007.²⁰

²⁰ Source : *Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines (avril 2007)*. La version électronique sera disponible sous peu sur le site Internet d'Hydro-Québec.

TABLEAU 36
INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD
(AVRIL 2007)

	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	171	130	129	173
- Winnipeg	96	74	71	78
- Moncton	164	129	140	134
- Edmonton	173	133	135	162
- Vancouver	99	85	74	96
Villes Américaines				
- New York	350	283	297	386
- Chicago	189	133	150	211
- Détroit	194	140	134	159
- Portland	126	92	86	108
- Seattle	114	74	81	120

- 1 Les hausses tarifaires obtenues ou demandées par les distributeurs d'électricité
- 2 au Canada pour l'année 2006-2007 sont présentées au tableau suivant. Malgré
- 3 la hausse tarifaire demandée pour le 1^{er} avril 2008, Hydro-Québec Distribution
- 4 continuera de fournir aux Québécois l'électricité à un prix avantageux.

TABLEAU 37
HAUSSES TARIFAIRES 2006-2007 DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarque
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2007	1,92 %	Demandée : 2,8 %
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} janvier 2007	-13,9 % 0,4 %	Clients industriels; accordée provisoirement ¹ Électricité vendue à Newfoundland Power; accordée provisoirement
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} juillet 2006	4,8 %	Ajustement associé au compte de stabilisation tarifaire
	1 ^{er} janvier 2007	0,70 %	Accordée provisoirement ²
	1 ^{er} juillet 2007	-2,9 %	
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} juillet 2006	3,35 %	Excluant la clause d'ajustement pour le coût d'approvisionnement en électricité (ECAM)
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} avril 2007	3,8 %	Entente entre les parties (<i>Settlement Agreement</i>) ³
New Brunswick Power (NB)	1 ^{er} juillet 2006	6,9 %	Demandée : 11,6 % ⁴
	8 juin 2007	9,6 %	Accordée provisoirement
Hydro Ottawa (ON)	1 ^{er} mai 2007	9 %	Clients résidentiels ⁵
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} mai 2007	2,8 %	Clients résidentiels ⁵
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} mars 2007	2,25 %	Demandée : 2,25 %
SaskPower (SK)	1 ^{er} février 2007	4,3 %	Demandée : 4,3 %
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2007	13,3 %	Clients résidentiels ⁵
BC Hydro (BC)	1 ^{er} juillet 2006	1,54 %	Demandée (et accordée provisoirement le 1 ^{er} juillet 2006) : 4,65%
	1 ^{er} février 2007	3,64 %	
Hausses tarifaires demandées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2008	2,9%	
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} janvier 2008	5,3 %	

Notes :

- 1) Demande amendée le 8 décembre 2006. Les hausses demandées initialement (3 août 2006) étaient de 6,6 % pour l'électricité vendue à Newfoundland Power, et 8,2 % aux clients industriels (le gouvernement provincial a annoncé le 5 octobre 2006 qu'il allait assumer le montant de 10 M\$ en frais reportés que l'ensemble des clients industriels auraient eu à déboursier suite à la fermeture d'une papetière à Stephenville; ceci explique en majeure partie la baisse demandée de 13,9%). Newfoundland and Labrador Hydro distribue l'électricité au Labrador et à 15% des consommateurs sur l'île de Terre-Neuve. Les autres consommateurs sont desservis par Newfoundland Power, qui achète auprès de Newfoundland and Labrador Hydro plus de 90% de l'électricité qu'elle vend à ses clients.
- 2) Baisse approuvée du taux de rendement sur la base de tarification, et hausse du coût de l'électricité achetée auprès de NL Hydro approuvée provisoirement.
- 3) L'Entente a été déposée le 22 janvier 2007. Dans la requête initiale du 10 octobre 2006, NS Power prévoyait une hausse moyenne de 7,5 % et une hausse de 9 % pour le secteur résidentiel.
- 4) En limitant à 8% la hausse demandée de 13,1 et 15,4% respectivement pour les clients résidentiels et industriels, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a ramené la hausse moyenne à 6,9%.
- 5) Impact sur la facture globale par rapport à l'année précédente (client résidentiel - 1 000 kWh par mois).

6 TARIFS PROPOSÉS

6.1 Nouvelle grille des tarifs

1 La nouvelle grille tarifaire est présentée en HQD-12, Document 8.

6.2 Calcul des nouveaux prix

2 La structure d'un tarif est formée de plusieurs éléments regroupés en trois
3 composantes : la redevance d'abonnement, la puissance et l'énergie. Chacun de
4 ces éléments se voit attribuer un prix exprimé en ¢/jour ou \$/mois, en \$/kW et en
5 ¢/kWh auquel sont appliquées certaines contraintes dans un souci de simplicité
6 pour la clientèle. Les deux principales contraintes que le Distributeur s'est
7 données sont les suivantes :

- 8 • les prix sont limités à deux décimales.²¹ Entre autres, les prix de
9 l'énergie (¢/kWh) et de la puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres
10 après la virgule ;
- 11 • les prix applicables sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent
12 être divisibles par le nombre de jours correspondant afin d'assurer la
13 facturation du service pour un nombre de jours différent.

14 L'augmentation des tarifs consiste quant à elle à :

- 15 • modifier le prix des composantes en fonction des orientations retenues
16 ;
- 17 • ajuster ces prix afin qu'ils respectent les contraintes mentionnées
18 précédemment ;

²¹ Exception faite des crédits d'alimentation.

- 1 • s'assurer que le résultat final, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs d'une
2 même catégorie de consommateurs, génère des revenus additionnels
3 équivalents au taux d'augmentation proposé.

4 Pour chaque catégorie tarifaire, les composantes des tarifs affectés ont été
5 modifiées en fonction de ce processus.

7 TARIF DE TRANSITION APPLICABLE AU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE

7.1 Contexte

6 Le réseau autonome de Schefferville est situé au nord du 53^e parallèle à environ
7 40 km du Labrador. Il dessert 594 clients résidentiels, 100 clients commerciaux,
8 9 clients industriels, 4 clients municipaux et 19 clients non catégorisés. Ces
9 clients sont regroupés en 3 communautés : les Innus de la réserve de
10 Matimekush – Lac John, les Naskapis de la réserve de Kawawachikamach et la
11 communauté de la ville de Schefferville.

12 Jusqu'à la prise en charge des clients du réseau autonome de Schefferville par
13 Hydro-Québec Distribution, la production, le transport, la distribution et la
14 commercialisation de l'électricité sont sous la responsabilité conjointe de IOC et
15 de sa filiale Électricité de Schefferville inc.²² L'électricité servant à alimenter les 3
16 communautés est produite à partir d'une centrale hydraulique sise au Labrador.

²² Services d'énergie Kawawachikamach (KESI), suite à un contrat de service conclu avec IOC en 2000, assure l'entretien et l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité dans la région de Schefferville.

1 Les tarifs d'électricité actuellement en vigueur dans le réseau autonome de
2 Schefferville (environ 2 ¢/kWh) sont nettement inférieurs à ceux du Distributeur.
3 Cette tarification avantageuse permet d'expliquer la très forte pénétration de
4 l'électricité pour le chauffage de l'espace et de l'eau. À cet égard, les
5 informations fournies par le seul distributeur de mazout démontrent que moins de
6 5 clients résidentiels et 2 clients commerciaux utilisent le mazout pour le
7 chauffage de l'espace.

7.2 Tarif proposé

8 Dans la décision D-2007-30, la Régie a autorisé le Distributeur à appliquer sur
9 une base provisoire les tarifs actuels d'Électricité de Schefferville pour lui
10 permettre de procéder à la mise en conformité des équipements électriques à
11 ses conditions de service et d'intégrer les nouveaux clients à son système de
12 facturation. La Régie a toutefois ordonné au Distributeur de déposer sa stratégie
13 tarifaire pour le réseau autonome de Schefferville lors de son prochain dossier
14 tarifaire.²³ La présente section répond à cette demande.

7.2.1 Tarification dissuasive

15 Le Distributeur propose en premier lieu de modifier le texte des Tarifs²⁴ afin de
16 ne pas appliquer la tarification dissuasive aux clients du réseau de Schefferville.
17 Ainsi, les tarifs et conditions de service applicables au sud du 53^e parallèle
18 pourront s'appliquer. Plusieurs facteurs motivent cette proposition.

19 D'abord, la presque totalité des clients chauffent actuellement à l'électricité et les
20 coûts de conversion des systèmes de chauffage seraient exorbitants.
21 Deuxièmement, l'approvisionnement en électricité dans le réseau autonome de
22 Schefferville est de source hydraulique à un coût plus faible qu'une centrale

²³ Les préoccupations de la Régie relatives aux pertes électriques et au taux élevé de mauvaises créances seront ultimement traitées dans le suivi de la prise en charge du réseau de Schefferville.

²⁴ Le texte des Conditions de service d'électricité devra également être modifié en conséquence.

1 thermique qui alimente généralement les réseaux autonomes au nord du
2 53^e parallèle. Finalement, l'application des conditions de service du sud du
3 53^e parallèle permet d'éviter de facturer les frais spéciaux de branchement²⁵,
4 permettant ainsi un traitement uniforme des clients raccordés avant et après la
5 prise en charge du réseau par le Distributeur.

6 Comme pour tous les réseaux autonomes, le tarif DT ne serait pas applicable et
7 le tarif MA serait applicable à un client de plus de 900 kW raccordé au réseau
8 autonome de Schefferville.

7.2.2 Tarif de transition

9 Tel que démontré au tableau 38, les tarifs actuellement appliqués dans le réseau
10 autonome de Schefferville sont substantiellement plus bas que les tarifs réguliers
11 du Distributeur. L'application immédiate des tarifs réguliers du Distributeur
12 occasionnerait à cette clientèle d'importants impacts tarifaires en une seule
13 année. C'est essentiellement pour étaler ces impacts tarifaires que le Distributeur
14 propose une période de transition.

²⁵ Au nord du 53^e parallèle, des frais spéciaux de branchement de 5 000 \$ s'appliquent si le nouveau branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau (article 42 des Conditions de service et article 12.4 du texte des Tarifs).

TABLEAU 38
COMPARAISON DES TARIFS ACTUELS DE SCHEFFERVILLE ET
DES TARIFS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR

			Consommation pour 2 mois				
			1 250 kWh	2 000 kWh	4 000 kWh	6 000 kWh	
Service domestique - Tarif 1							
Tarif SP	Prix unitaire		1,55 ¢	1,48 ¢	2,25 ¢	2,51 ¢	
Tarif HQD	Prix unitaire		7,24 ¢	6,92 ¢	6,68 ¢	6,86 ¢	
Impact tarifaire sans transition			368%	367%	197%	173%	
			Consommation mensuelle				
			40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
Service commercial - Tarif 2 (monophasé ou triphasé sous 4 kW)							
Tarif SP	Prix unitaire		3,93 ¢	5,50 ¢	4,47 ¢	3,13 ¢	
Tarif HQD	Prix unitaire		8,59 ¢	11,53 ¢	10,69 ¢	7,62 ¢	
Impact tarifaire sans transition			118%	110%	139%	144%	
			Consommation mensuelle				
			40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
Service industriel - Tarif 3 (triphasé dépassant 4 kW)							
Tarif SP	Prix unitaire		3,29 ¢	4,47 ¢	4,06 ¢	2,03 ¢	
Tarif HQD	Prix unitaire		8,59 ¢	11,53 ¢	10,69 ¢	7,62 ¢	
Impact tarifaire sans transition			161%	158%	164%	276%	
Service municipal - Tarif 4 (éclairage public)			Tous les kWh				
Tarif SP	Prix unitaire		1,52 ¢				
Tarif HQD	Prix unitaire		8,47 ¢				
Impact tarifaire sans transition			457%				

1 Ainsi, nonobstant les hausses tarifaires appliquées à l'ensemble de sa clientèle,
 2 le Distributeur propose d'introduire un tarif de transition à partir du 1^{er} avril 2008
 3 aux clients du réseau autonome de Schefferville en appliquant un rabais
 4 dégressif sur les tarifs du Distributeur applicables au sud du 53^e parallèle. Ce
 5 tarif permet d'atteindre les tarifs du Distributeur en 5 ans et d'étaler par le fait
 6 même les impacts tarifaires durant cette transition.

7 Ce tarif de transition permet de facturer dès le 1^{er} avril 2008 cette clientèle aux
 8 tarifs réguliers du Distributeur plutôt qu'aux tarifs d'Électricité de Schefferville.
 9 Cela assurera un meilleur arrimage tout en transmettant aux consommateurs un
 10 aperçu de la tarification (et par le fait même, du signal de prix) qui leur sera
 11 appliquée à la fin de la période de transition. Les rabais présentés au tableau 39
 12 ont été établis de façon à réduire les impacts tarifaires du passage aux tarifs du

- 1 Distributeur tout en évitant une baisse de facture à la première année
- 2 d'application du tarif de transition.

TABLEAU 39
TARIF DE TRANSITION PROPOSÉ

Rabais dégressif sur 5 ans		
Rabais au 1^{er} avril	Tarifs domestiques et Éclairage public	Tarifs généraux
2008	60%	40%
2009	45%	30%
2010	30%	20%
2011	15%	10%
2012	0%	0%

- 3 Le tableau 40 illustre la progression du tarif de transition pour certains cas types.
- 4 La première année d'application du tarif de transition génère des ajustements
- 5 plus importants pour les clients dont le coût de l'électricité, au tarif d'Électricité de
- 6 Schefferville, est plus faible. Les années suivantes génèrent des impacts
- 7 tarifaires équivalents selon la catégorie de clients, et ce, peu importe le niveau de
- 8 consommation.

TABLEAU 40
IMPACTS TARIFAIRES ASSOCIÉS AU TARIF DE TRANSITION PROPOSÉ
EXCLUANT LES HAUSSES TARIFAIRES

		Tarif	Rabais	Consommation pour 2 mois				
				1 250 kWh	2 000 kWh	4 000 kWh	6 000 kWh	
Service domestique - Tarif 1								
	2007	Tarif SP		1,55 ¢	1,48 ¢	2,25 ¢	2,51 ¢	
	2008	Tarif HQD	60%	2,90 ¢ 87%	2,77 ¢ 87%	2,67 ¢ 19%	2,74 ¢ 9%	
	2009	Tarif HQD	45%	3,98 ¢ 38%	3,80 ¢ 38%	3,68 ¢ 38%	3,77 ¢ 38%	
	2010	Tarif HQD	30%	5,07 ¢ 27%	4,84 ¢ 27%	4,68 ¢ 27%	4,80 ¢ 27%	
	2011	Tarif HQD	15%	6,15 ¢ 21%	5,88 ¢ 21%	5,68 ¢ 21%	5,83 ¢ 21%	
	2012	Tarif HQD	0%	7,24 ¢ 18%	6,92 ¢ 18%	6,68 ¢ 18%	6,86 ¢ 18%	
Service commercial - Tarif 2 (monophasé ou triphasé sous 4 kW)		Tarif	Rabais	Consommation mensuelle				
				40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
	2007	Tarif SP		3,93 ¢	5,50 ¢	4,47 ¢	3,13 ¢	3,13 ¢
	2008	Tarif HQD	40%	5,15 ¢ 31%	6,92 ¢ 26%	6,41 ¢ 44%	4,57 ¢ 46%	4,15 ¢ 33%
	2009	Tarif HQD	30%	6,01 ¢ 17%	8,07 ¢ 17%	7,48 ¢ 17%	5,33 ¢ 17%	4,84 ¢ 17%
	2010	Tarif HQD	20%	6,87 ¢ 14%	9,22 ¢ 14%	8,55 ¢ 14%	6,10 ¢ 14%	5,53 ¢ 14%
	2011	Tarif HQD	10%	7,73 ¢ 13%	10,38 ¢ 13%	9,62 ¢ 13%	6,86 ¢ 13%	6,22 ¢ 13%
	2012	Tarif HQD	0%	8,59 ¢ 11%	11,53 ¢ 11%	10,69 ¢ 11%	7,62 ¢ 11%	6,91 ¢ 11%
Service industriel - Tarif 3 (triphase dépassant 4 kW)		Tarif	Rabais	Consommation mensuelle				
				40 kW 10 000 kWh	100 kW 14 000 kWh	500 kW 100 000 kWh	500 kW 200 000 kWh	1000 kW 400 000 kWh
	2007	Tarif SP		3,29 ¢	4,47 ¢	4,06 ¢	2,03 ¢	2,03 ¢
	2008	Tarif HQD	40%	5,15 ¢ 57%	6,92 ¢ 55%	6,41 ¢ 58%	4,57 ¢ 125%	4,15 ¢ 104%
	2009	Tarif HQD	30%	6,01 ¢ 17%	8,07 ¢ 17%	7,48 ¢ 17%	5,33 ¢ 17%	4,84 ¢ 17%
	2010	Tarif HQD	20%	6,87 ¢ 14%	9,22 ¢ 14%	8,55 ¢ 14%	6,10 ¢ 14%	5,53 ¢ 14%
	2011	Tarif HQD	10%	7,73 ¢ 13%	10,38 ¢ 13%	9,62 ¢ 13%	6,86 ¢ 13%	6,22 ¢ 13%
	2012	Tarif HQD	0%	8,59 ¢ 11%	11,53 ¢ 11%	10,69 ¢ 11%	7,62 ¢ 11%	6,91 ¢ 11%
Service municipal - Tarif 4 (éclairage public)		Tarif	Rabais	Tous les kWh				
	2007	Tarif SP		1,52 ¢				
	2008	Tarif HQD	60%	3,39 ¢ 123%				
	2009	Tarif HQD	45%	4,66 ¢ 38%				
	2010	Tarif HQD	30%	5,93 ¢ 27%				
	2011	Tarif HQD	15%	7,20 ¢ 21%				
	2012	Tarif HQD	0%	8,47 ¢ 18%				

8 TARIFICATION POUR LES GRANDS CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ

8.1 Situation actuelle

8.1.1 Rappel des faits

1 Dans le cadre de la consultation publique de la Régie sur la distribution
2 d'électricité aux grands consommateurs industriels en 2005, la Régie publiait son
3 *Avis sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels*
4 (A-2005-01). Dans cet Avis, la Régie soulignait la pression qu'occasionnent les
5 contraintes de production et la croissance de la demande sur les coûts
6 d'approvisionnement en électricité et la nécessité de mieux baliser l'utilisation de
7 la limite de 175 MW intégrée au texte des Tarifs.

8 Le gouvernement énonce dans sa nouvelle stratégie énergétique, ses
9 orientations en matière d'octroi de blocs importants d'électricité à la clientèle des
10 industries grandes consommatrices d'électricité, ainsi que les règles générales
11 de son application. Ainsi, en vertu de cette politique, le gouvernement souhaite
12 contrôler et limiter les impacts tarifaires de l'octroi de blocs importants
13 d'électricité par l'imposition de deux règles :

- 14 1. en ramenant de 175 MW à 50 MW la limite en deçà de laquelle Hydro-
15 Québec est soumise à une obligation de desservir au tarif L,
- 16 2. en limitant l'accès au tarif L aux seuls projets créateurs d'emploi et de
17 richesse.

8.1.2 Réglementation en vigueur

18 L'article 10.6 du texte des Tarifs stipule que le Distributeur n'est pas tenu de
19 consentir un abonnement au tarif L à un client dont la puissance souscrite est
20 supérieure à 175 MW. Hydro-Québec Distribution a toutefois l'obligation

1 d'alimenter toute nouvelle charge sur son territoire. Par ailleurs, l'article 22.0.1 de
2 la *Loi sur Hydro-Québec* donne au gouvernement la possibilité de fixer, par le
3 biais d'un contrat spécial, les tarifs et conditions auxquels l'électricité est
4 distribuée par le Distributeur à un consommateur ou à une catégorie de
5 consommateurs.

8.2 Modification proposée

6 En accord avec la stratégie énergétique du gouvernement, le Distributeur
7 propose de modifier le 2^e alinéa de l'article 10.6 du texte des Tarifs comme suit :

8 *«En vertu du présent texte des tarifs et conditions du*
9 *Distributeur, le Distributeur n'est pas tenu de consentir un*
10 ***abonnement pour toute nouvelle demande de plus de***
11 ***50 MW ou de consentir à toute demande de charge***
12 ***additionnelle de plus de 50 MW, ou à toute demande du***
13 ***titulaire d'un contrat spécial.»***

14 Le Distributeur comprend que la nouvelle politique du gouvernement ne vise pas
15 la croissance normale de sa clientèle industrielle. Cette modification vise
16 uniquement les projets de plus de 50 MW qu'ils soient proposés par un client
17 existant ou par un nouveau client. Le Distributeur n'aura donc plus l'obligation
18 d'offrir le tarif L aux projets de plus de 50 MW.

19 Cette décision appartient maintenant au gouvernement qui établira s'il permet ou
20 non l'accès au tarif L à un promoteur d'un projet d'une capacité supérieure à
21 50 MW. La détermination des conditions tarifaires offertes à ce promoteur sera
22 également sous la responsabilité du gouvernement qui modulera son offre selon
23 les retombées économiques du projet. Sauf pour les clients qui se verront
24 octroyer intégralement le tarif L, les conditions tarifaires offertes à un client feront
25 l'objet d'un contrat spécial, conformément à l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-*
26 *Québec*. Pour ce contrat spécial comme pour tous les autres contrats spéciaux
27 déjà consentis, le Distributeur ne peut en modifier les quantités ou les prix. La
28 proposition de modifications au libellé de l'article 10.6 du texte des Tarifs traduit

1 donc également cette réalité que pour tous les détenteurs de contrats spéciaux,
2 chaque demande de charge additionnelle doit être approuvée par le
3 gouvernement, que cette demande soit supérieure ou non à 50 MW.

4 Actuellement, le Distributeur compte 250 clients de grande puissance. De ce
5 nombre, 45 clients ont des puissances de 50 MW et plus, dont six bénéficient
6 d'un contrat spécial. On compte également trois clients qui ont dépassé le seuil
7 de 175 MW dans le cadre d'une croissance normale de la charge.

TABLEAU 41
CLIENTS DE 50 MW ET PLUS

Puissance	Nombre
175 MW et plus :	
Contrat spécial	6
Tarif L	3
Moins de 175 MW et plus de 50 MW	36
Total	45

8 En ce qui concerne les clients existants, si la nouvelle règle du 50 MW s'était
9 appliquée au cours des quinze dernières années, on note un seul projet
10 supérieur à 50 MW pour lequel le Distributeur a consenti le tarif L. En ce qui
11 touche les nouveaux clients, un seul a obtenu le tarif L pour une charge d'un peu
12 plus de 50 MW durant cette période. Les autres clients qui ont présenté des
13 projets supérieurs à 50 MW durant la même période étaient des alumineries dont
14 la tarification a fait l'objet de conditions particulières approuvées par le
15 gouvernement. Très peu de clients sont donc visés par la nouvelle règle du
16 50 MW.

9 TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC – SERVICE COMPLET ET SENTINELLE

9.1 Situation actuelle

1 Le Distributeur offre deux types de services d'éclairage : les tarifs d'éclairage
2 public et Sentinelle. Les premiers s'adressent aux gouvernements fédéral et
3 provincial, aux municipalités ou à toute personne dûment autorisée par ces
4 derniers ; ils peuvent être de type général ou complet. Le service général
5 d'éclairage public comprend l'alimentation électrique aux installations d'éclairage
6 public. Le service complet d'éclairage public comprend quant à lui la fourniture,
7 l'exploitation et l'entretien des luminaires ainsi que leur alimentation électrique.

8 Le service d'éclairage Sentinelle, fermé à tout nouvel abonnement au
9 1^{er} avril 2007, comprend la fourniture, l'exploitation et l'alimentation électrique des
10 luminaires à cellules photoélectriques de type Sentinelle. Ces luminaires sont la
11 propriété du Distributeur et servent à l'éclairage extérieur, exception faite de
12 l'éclairage public. Le Distributeur applique des tarifs par luminaire, selon qu'il
13 fournit ou non les poteaux.

9.2 Modifications proposées

14 Lors du dossier R-3610-2006, le Distributeur avait annoncé l'amorce d'une
15 réflexion sur l'ensemble des services complets d'éclairage public.

16 Les premiers résultats de cette réflexion amènent le Distributeur à proposer de
17 retirer au 1^{er} avril 2008 les luminaires pour lesquels aucun client n'est facturé,
18 soit le luminaire à vapeur de sodium haute pression de 3 600 lumens de l'article
19 9.10 ainsi que l'ensemble des luminaires non normalisés de l'article 9.11. Il est
20 également proposé d'introduire l'équivalence en watts pour les lumens inscrits au
21 texte des Tarifs. Cet ajout permettra de sensibiliser le client quant au niveau de
22 consommation du luminaire.

10 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS

1 Les modifications apportées au texte des Tarifs, ainsi que leur justification sont
2 détaillées en HQD-12, document 10. On trouvera également la version anglaise
3 des modifications en HQD-12, document 11. Dans la version anglaise, sont
4 également incluses des modifications qui visent à rendre la traduction anglaise
5 conforme au texte de la version française. De plus, par souci d'efficacité compte
6 tenu du volume du document, les prix des tarifs n'ont pas été modifiés
7 conformément à la grille produite en HQD-12, document 8. Ils le seront suite à la
8 décision de la Régie dans cette demande et conformément à la mise à jour de la
9 grille des tarifs qui sera alors produite.

10 Certaines définitions du texte des Tarifs seront harmonisées avec les définitions
11 des Conditions de service du Distributeur après la décision de la Régie
12 concernant le texte des Conditions de service.

10.1 Tarifs domestiques

13 Les modifications suivantes sont apportées relativement au tarif DT :

- 14 • L'article 2.20 est modifié afin de préciser que le domaine d'application
15 du tarif DT concerne l'ensemble de la consommation électrique qui est
16 admissible au tarif DT et non pas une portion de la charge.
- 17 • L'article 2.24 concernant les modalités de la facturation de la
18 puissance selon le type de mesurage (collectif ou individuel) est
19 reformulé. La nouvelle formulation fait dorénavant référence au
20 mesurage collectif et est plus spécifique quant au mesurage individuel.
- 21 • En ce qui a trait à l'article 2.30, la modification permet au Distributeur
22 de mettre fin à un abonnement lorsqu'un client entrave de quelque
23 façon le fonctionnement du système bi-énergie.

1 En outre, tel qu'expliqué en HQD-12, document 3, les articles 2.15 et 2.5 sont
2 modifiés afin de tenir compte de la fermeture proposée du tarif DM à tout nouvel
3 abonné.

4 Finalement, le texte relatif aux tarifs expérimentaux DA et DB associés au projet
5 pilote de tarification différenciée dans le temps et décrits en HQD-12, document
6 5, est ajouté au chapitre 2.

10.2 Tarifs généraux

7 Dans le cas des tarifs généraux, les modifications suivantes sont apportées :

- 8 • À l'article 3.4 du tarif G concernant la puissance à facturer minimale, la
9 modification précise les modalités pour établir la puissance à facturer
10 minimale lors d'un transfert du tarif G-9 au tarif G.
- 11 • Dans le cas des options d'électricité interruptible pour la moyenne
12 puissance et d'utilisation des groupes électrogènes de secours, des
13 ajustements sont apportés à la définition de la puissance interruptible
14 effective (articles 4.42 et 4.50) afin de tenir compte de la fluctuation de
15 la consommation des clients en fonction de la température.
16 Présentement, la puissance moyenne des heures du mois qui
17 correspondent aux heures d'appel de puissance est utilisée pour
18 établir la puissance interruptible effective. Le crédit variable est alors
19 appliqué sur la puissance interruptible effective. En prenant une
20 moyenne fondée sur toutes les heures du mois, ce calcul sous-estime
21 la contribution réelle du client car les journées plus douces viennent
22 abaisser la moyenne. Or, les interruptions sont susceptibles de se
23 produire durant les périodes froides. En utilisant les 5 puissances
24 moyennes horaires les plus élevées de la période de consommation,
25 le calcul de la moyenne de la consommation se rapproche alors de la
26 consommation anticipée du client durant les heures d'appel.

- 1 • Dans le cas de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de
2 grande puissance, le Distributeur ajoute l'article 6.16 afin de répondre
3 à la demande de la Régie dans la décision D-2006-149. Cet ajout
4 limite les quantités de puissance interruptible aux besoins de gestion
5 du réseau et fixe une règle (proportionnalité) pour réduire les quantités
6 de puissance interruptible offertes en cas de dépassement.

10.3 Tarifs applicables aux réseaux autonomes

7 Tel que mentionné à la section 7 du présent document, le Distributeur propose
8 deux modifications aux tarifs applicables aux réseaux autonomes : la première
9 consiste à modifier le libellé actuel concernant la tarification dissuasive applicable
10 au nord du 53^e parallèle pour exclure nommément le réseau de Schefferville,
11 alors que la deuxième consiste à introduire le tarif de transition applicable aux
12 clients du réseau de Schefferville.

13 Dans le cas des modalités d'application des tarifs généraux de petite et de
14 moyenne puissances pour les clients des réseaux autonomes, l'article 7.4 est
15 modifié afin de limiter l'utilisation de la climatisation pour le confort des
16 occupants. Cette modification précisera l'objectif qui était poursuivi lorsque la
17 climatisation a été ajoutée dans le texte des Tarifs.

10.4 Tarifs d'éclairage public et Sentinelle

18 Tel qu'indiqué à la section 9, il est proposé d'éliminer le luminaire de 3 600
19 lumens de l'article 9.10 pour lequel aucun abonnement n'est facturé. Le
20 Distributeur souhaite également abroger l'article 9.11 pour la même raison.

21 De plus, il est proposé de modifier les articles 9.10, 9.14 et 9.15 pour introduire
22 l'équivalence en watts des lumens inscrits au texte des Tarifs. L'ajout des watts
23 permet de sensibiliser le client au niveau de la consommation du luminaire.

10.5 Dispositions complémentaires

- 1 • L'article 10.2, Crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension,
2 est modifié afin d'encadrer l'attribution du crédit à un producteur
3 d'énergie qui souscrit un abonnement à un tarif général afin d'éviter
4 une double compensation. Le texte indique qu'un producteur d'énergie
5 qui a déjà reçu une compensation financière pour un poste de
6 transformation ne pourra recevoir un crédit.
- 7 • Comme mentionné à la section 8, l'article 10.6 sur les conditions de
8 fourniture de l'électricité en haute tension est modifié afin d'incorporer
9 les orientations de la Stratégie énergétique du gouvernement
10 concernant la limite de 50 MW pour les projets industriels qui peuvent
11 bénéficier du tarif L.

10.6 Tarifs des services Vigieligne et Signature

12 Le texte des Tarifs des services offerts à la clientèle du tarif L, décrits en HQD-
13 12, document 7, est ajouté au chapitre 11.

10.7 Révision du chapitre 12

14 Conformément à la décision D-2007-81, dans laquelle la Régie autorise la mise à
15 jour des prix, composantes et allocations monétaires sur la base des données
16 disponibles au moment du dépôt du dossier tarifaire, le Distributeur présente les
17 différents frais liés au service d'électricité applicables au 1^{er} avril 2008. Ces
18 nouveaux frais sont présentés dans la grille des tarifs à la pièce HQD-12,
19 document 8 et détaillés à l'annexe de cette même pièce. La grille de calcul jointe
20 à l'annexe D de la présente pièce a été utilisée pour établir les nouveaux frais.

21 Le chapitre 12 en version anglaise sera révisé ultérieurement pour tenir compte
22 de la décision finale de la Régie dans le dossier R-3535-2004.

ANNEXE A : DÉTAILS DU CALCUL DES HAUSSES DIFFÉRENCIÉES

1

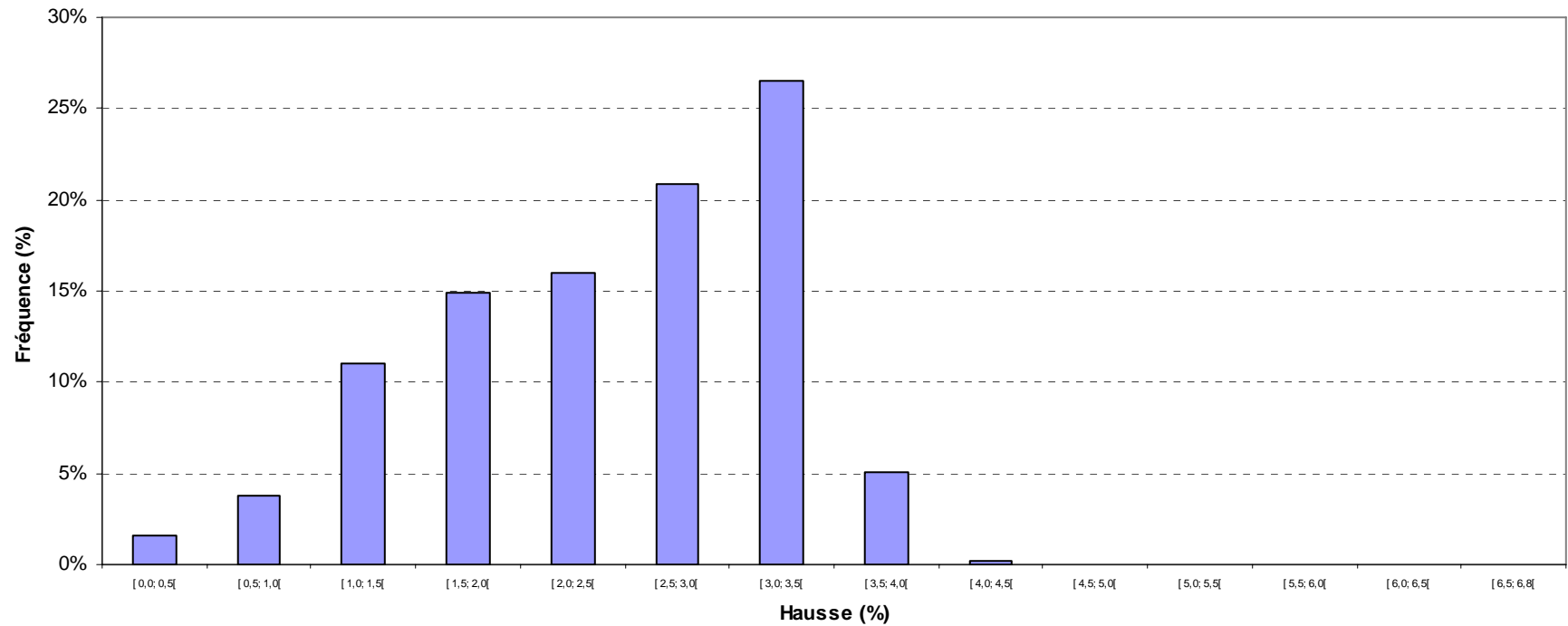
Illustration de l'application des hausses différenciées en 2008

	Croissance des coûts			Revenus additionnels requis				Interfinancement			
	Revenus requis		Croissance	Ventes	Croissance des coûts	Provision réglementaire	Ajustements	Total	Hausse tarifaire	Avant hausse	Après hausse
	2007	2008	2007-08	2008	2008	2006-07	2008		2008	2008	2008
	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(¢/kWh)	(GWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(%)	(%)
a	b	c = b - a	d	e = c * d	f	g	h = e + f + g	i	j	k	
Domestique	8,2	8,6	0,4	59 760	244	(44)	(18)	182	4,4	82,6	83,8
Petite puissance	7,0	7,2	0,2	14 600	29	(11)	(6)	12	0,9	124,6	122,2
Moyenne puissance	5,2	5,5	0,3	27 331	72	(15)	(8)	49	2,6	127,4	127,0
Grande puissance	3,9	4,0	0,1	43 569	51	(16)	(8)	26	1,4	112,8	111,1
Total	6,2	6,5	0,3	145 261	395	(86)	(40)	268,8	2,9	100,0	100,0
# de référence :	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) et (6)	(7)	(8)	(9)	(10)		
Références:	(1) : R3644-2007, HQD-11, Document 1 page 18, Tableau 2 (colonne 2 / colonne 4) (2) : R3644-2007, HQD-11, Document 1 page 18, Tableau 2 (colonne 3 / colonne 5) (3) : R3644-2007, HQD-11, Document 1 page 18, Tableau 2, colonne 5 (4) : (R-3610-2006, HQD-20, Document 1 page 14, colonne "Variation, Janvier à mars")-(R-3579-2005, HQD-16, Document 1 page 12, colonne "Variation, Janvier à mars") (5) : Le montant de la ligne "Total" correspond au calcul suivant : g = 269 M\$ (R-3644-2007, HQD-12, Document 9 page 3, colonne "Variation, Total") - f - e (6) : Répartition de l'ajustement par catégories tarifaires en fonction des revenus prévus avant hausse (7) : Le montant de la ligne "Total" correspond aux revenus additionnels requis pour 2008 (R-3644-2007, HQD-12, Document 9 page 3, colonne "Variation, Total") (8) : Colonne h ÷ (R-3644-2007, HQD-12, Document 9 page 3, colonne "Revenus avant la hausse") (9) : (R-3644-2007, HQD-12, Document 1 page 15, tableau 1, colonne "Indice d'interfinancement avant hausse") (10) : Pondération relative de (Colonne h + R-3644-2007, HQD-12, Document 9 page 3, colonne "Revenus avant la hausse") ÷ (R-3644-2007, HQD-12, Document 1 page 15, tableau 1, colonne "Revenus requis")										

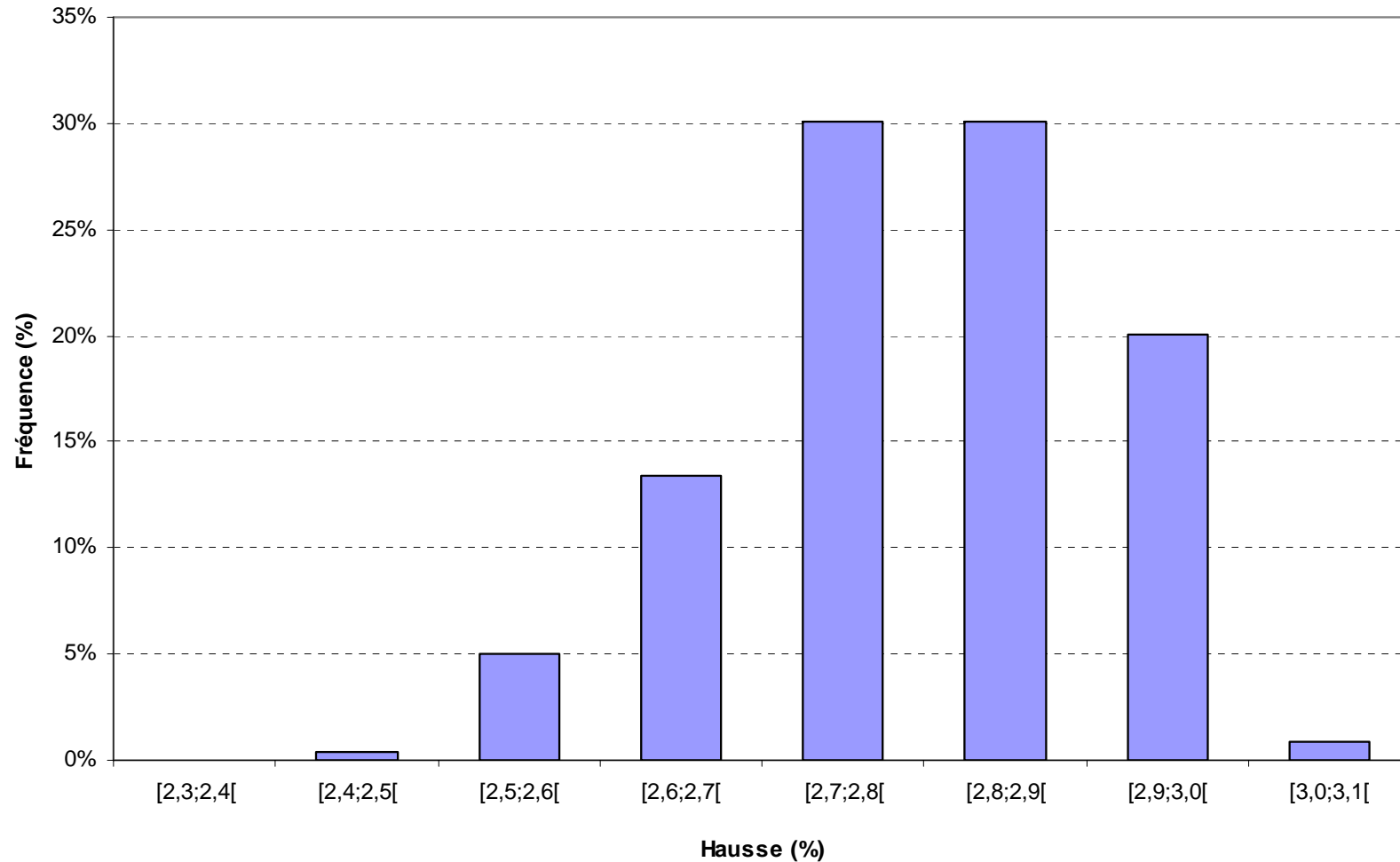
2

ANNEXE B : DISTRIBUTION DES IMPACTS

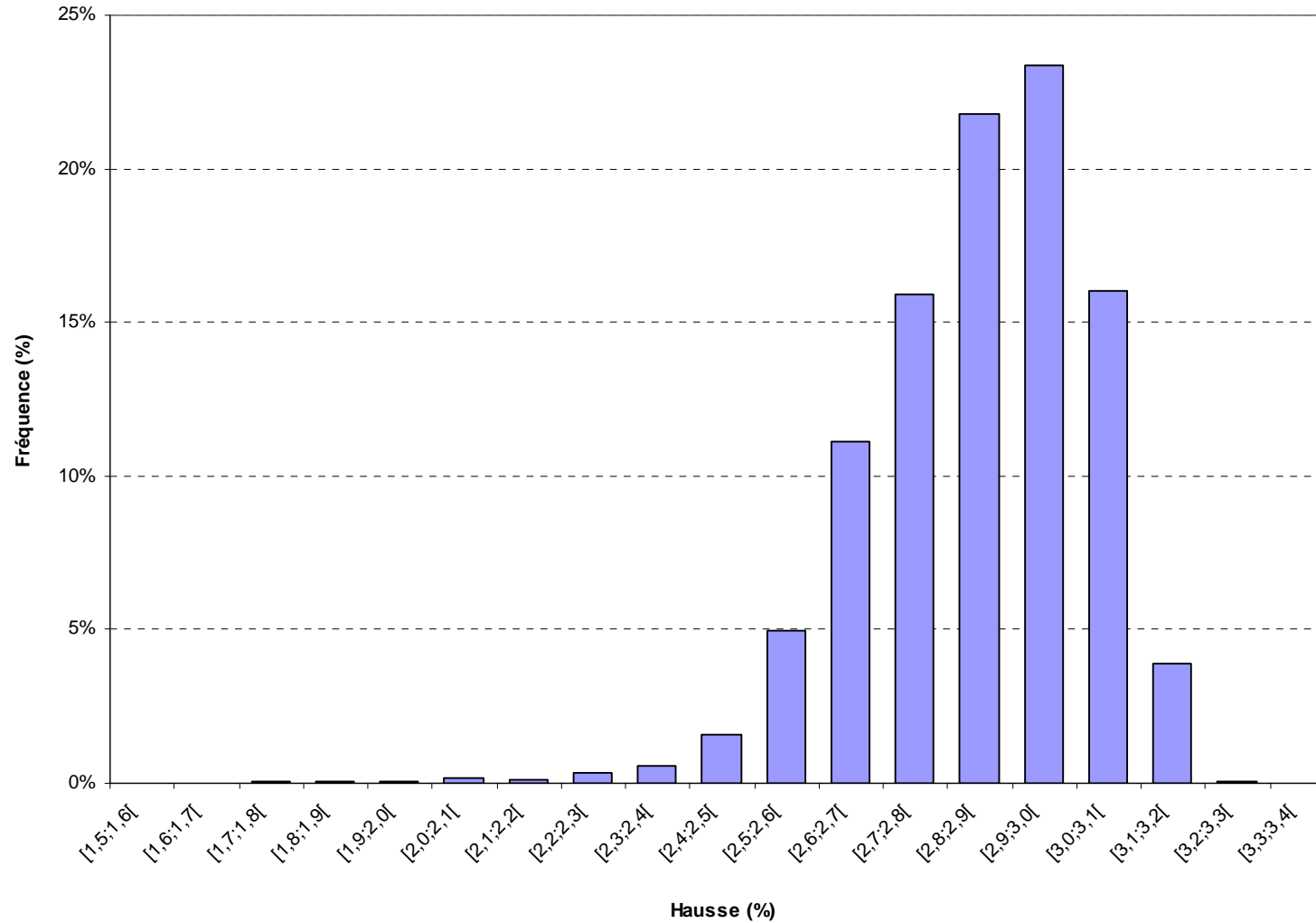
Impacts d'une hausse de 2,9 % sur la clientèle au tarif D



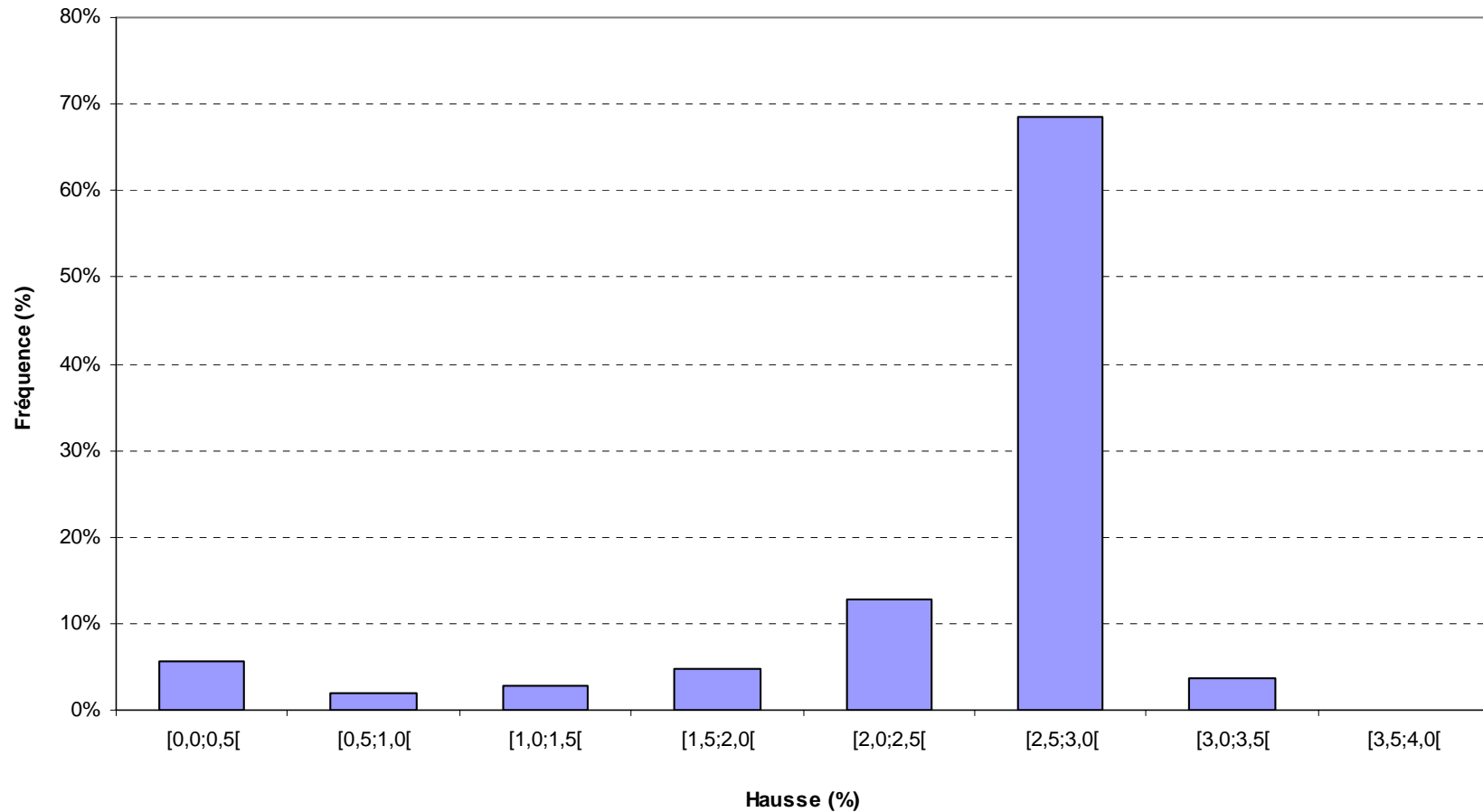
Impacts d'une hausse de 2,9 % sur la clientèle au tarif L



Impacts d'une hausse de 2,9 % sur la clientèle au tarif M



Impacts d'une hausse de 2,9 % sur la clientèle au tarif G



ANNEXE C : IMPACTS MENSUELS PAR COMPOSANTE

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 ^{ère} tranche	\$	33,06	39,68	47,61	47,61	47,61
2 ^e tranche	\$	-	-	7,03	77,33	147,63
Total	\$	45,25	51,87	66,83	137,13	207,43
	¢/kWh	7,24	6,92	6,68	6,86	6,91
Facture au tarif proposé						
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie						
1 ^{ère} tranche	\$	33,75	40,50	48,60	48,60	48,60
2 ^e tranche	\$	-	-	7,33	80,63	153,93
Total	\$	45,94	52,69	68,12	141,42	214,72
	¢/kWh	7,35	7,03	6,81	7,07	7,16
Écart						
	\$	0,69	0,82	1,29	4,29	7,29
	%	1,5%	1,6%	1,9%	3,1%	3,5%

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>	\$	65 754	85 986	161 856	492 312	657 540	859 860	920 275
<i>Puissance</i>	\$	59 850	59 850	119 700	359 100	598 500	598 500	598 500
<i>crédits</i>								
25 kV	\$	(4 410)	(4 410)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(24 090)	(72 270)	(120 450)	(120 450)	(120 450)
<i>ajustement pour pertes de transformation</i>	\$	(744)	(744)	(1 488)	(4 464)	(7 440)	(7 440)	(7 440)
<i>Sous-total</i>		54 696	54 696	94 122	282 366	470 610	470 610	470 610
<i>Total</i>	\$	120 450	140 682	255 978	774 678	1 128 150	1 330 470	1 390 885
	¢/kWh	5,15	4,60	4,44	4,42	4,82	4,35	4,25
Facture au tarif proposé								
<i>Énergie</i>	\$	68 094	89 046	167 616	509 832	680 940	890 460	953 025
<i>Puissance</i>	\$	60 900	60 900	121 800	365 400	609 000	609 000	609 000
<i>crédits</i>								
25 kV	\$	(4 485)	(4 485)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(24 510)	(73 530)	(122 550)	(122 550)	(122 550)
<i>ajustement pour pertes de transformation</i>	\$	(752)	(752)	(1 503)	(4 509)	(7 515)	(7 515)	(7 515)
<i>Sous-total</i>		55 664	55 664	95 787	287 361	478 935	478 935	478 935
<i>Total</i>	\$	123 758	144 710	263 403	797 193	1 159 875	1 369 395	1 431 960
	¢/kWh	5,29	4,73	4,57	4,55	4,96	4,48	4,37
Écart								
	\$	3 308	4 028	7 425	22 515	31 725	38 925	41 075
	%	2,7%	2,9%	2,9%	2,9%	2,8%	2,9%	3,0%

IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES --- TARIF M					
	kW	100	500	1 000	400 000
	kWh	25 000	200 000	2 500	1 170 000
Facture au tarif actuel					
1 ^{re} tranche	\$	1 078	8 620	9 051	9 051
2 ^e tranche	\$	-	-	5 339	26 976
Puissance	\$	1 323	6 615	13 230	33 075
crédits					
25 kV	\$	-	-	-	(2 205)
rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(372)
Sous-total		1 323	6 615	13 230	30 498
Total	\$	2 401	15 235	27 620	66 525
	¢/kWh	9,60	7,62	6,91	5,69
Facture au tarif proposé					
1 ^{re} tranche	\$	1 120	8 960	9 408	9 408
2 ^e tranche	\$	-	-	5 567	28 128
Puissance	\$	1 344	6 720	13 440	33 600
crédits					
25 kV	\$	-	-	-	(2 243)
rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(376)
Sous-total		1 344	6 720	13 440	30 982
Total	\$	2 464	15 680	28 415	68 518
	¢/kWh	9,86	7,84	7,10	5,86
Écart					
	\$	64	445	795	1 993
	%	2,6%	2,9%	2,9%	3,0%

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>	\$	64	169	847	1 278
<i>2^e tranche</i>	\$	-	-	-	1 074
<i>Puissance</i>					
<i>> 50 kW</i>	\$	-	-	-	455
<i>crédits</i>	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>		-	-	-	455
<i>Total</i>	\$	76	182	859	2 819
	¢/kWh	10,11	9,09	8,59	7,05
Facture au tarif proposé					
<i>Redevance</i>	\$	12	12	12	12
<i>1^{re} tranche</i>	\$	65	174	872	1 316
<i>2^e tranche</i>	\$	-	-	-	1 116
<i>Puissance</i>					
<i>> 50 kW</i>	\$	-	-	-	466
<i>crédits</i>	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>		-	-	-	466
<i>Total</i>	\$	78	187	884	2 910
	¢/kWh	10,36	9,34	8,84	7,28
Écart					
	\$	2	5	25	91
	%	2,5%	2,8%	2,9%	3,2%

ANNEXE D : GRILLE DE CALCUL DES FRAIS LIÉS À L'ÉLECTRICITÉ

# Ligne		Aérien	Souterrain	
			Travaux électriques	Ouvrages civils
Main-d'œuvre et équipement				
1	Main-d'œuvre nécessaire pour effectuer les travaux et se transporter	Coûts en vigueur	Coûts en vigueur	-
Biens et services				
2	Acquisition de biens et services fournis par des tiers et nécessaires pour effectuer les travaux	Coûts en vigueur	-	Coûts estimés
3	Frais d'acquisition	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 2	-	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 2
4	Frais de gestion de contrats	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 2	-	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 2
5	Total main-d'œuvre, équipement, biens et services	Somme des lignes 1 à 4	Somme des lignes 1 à 4	Somme des lignes 1 à 4
Matériaux				
6	Matériel nécessaire aux travaux de construction de la ligne	Coûts en vigueur	Coûts en vigueur	Coûts en vigueur
7	Frais d'acquisition	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6
8	Frais de gestion des matériaux	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6
9	Frais de matériel mineur	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 6
10	Total matériaux	Somme des lignes 6 à 9	Somme des lignes 6 à 9	Somme des lignes 6 à 9
11	Total main-d'œuvre, équipement, biens, services et matériaux	Somme des lignes 5 et 10	Somme des lignes 5 et 10	Somme des lignes 5 et 10
12	Provision pour le réinvestissement en fin de vie utile	-	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 11	-
13	Frais de gestion des demandes et ingénierie	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 11	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la somme des lignes 11 et 12	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 11
14	Provision pour l'exploitation et l'entretien futurs	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 11	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 11	-
15	Sous-total du coût des travaux	Somme des lignes 11 à 14	Somme des lignes 11 à 14	Somme des lignes 11 à 14
Servitudes				
16	Acquisition de droits de passage ou autres servitudes	Coûts estimés	Coûts estimés	Coûts estimés
17	Frais de gestion des demandes et ingénierie	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 16	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 16	Taux prévu aux tarifs d'électricité multiplié par la ligne 16
18	Total servitudes	Somme des lignes 16 à 17	Somme des lignes 16 à 17	Somme des lignes 16 à 17
19	Total coût des travaux	Somme des lignes 15 et 18	Somme des lignes 15 et 18	Somme des lignes 15 et 18

1