

## **INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE**



TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE DE LA DEMANDE .....</b>	<b>5</b>
<b>2.</b>	<b>ÉTABLISSEMENT DU NIVEAU D'INTERFINANCEMENT PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS .....</b>	<b>8</b>
2.1	DÉCISION D-2003-93 DE LA RÉGIE RELATIVEMENT À L'INTERFINANCEMENT .....	8
2.2	CALCUL DE L'INTERFINANCEMENT POUR LES ANNÉES 2002 À 2004 .....	9
2.3	ÉVOLUTION DE L'INTERFINANCEMENT .....	13
<b>3.</b>	<b>STRATÉGIE TARIFAIRE.....</b>	<b>14</b>
3.1	HAUSSES TARIFAIRES PROPOSÉES .....	14
3.2	IMPACT DES HAUSSES TARIFAIRES SUR L'ÉCART ENTRE LES REVENUS REQUIS ET LES REVENUS PRÉVUS.....	17
3.3	IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT.....	18
<b>4.</b>	<b>POSITION CONCURRENTIELLE .....</b>	<b>20</b>
4.1	POSITION CONCURRENTIELLE AU QUÉBEC .....	20
4.2	COMPARAISON DES PRIX EN AMÉRIQUE DU NORD .....	22
<b>5.</b>	<b>TARIFS PROPOSÉS.....</b>	<b>24</b>
5.1	NOUVELLE GRILLE DES TARIFS .....	24
5.2	CALCUL DES NOUVEAUX TARIFS.....	24
	<b>ANNEXE 1 - GRILLE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ.....</b>	<b>27</b>

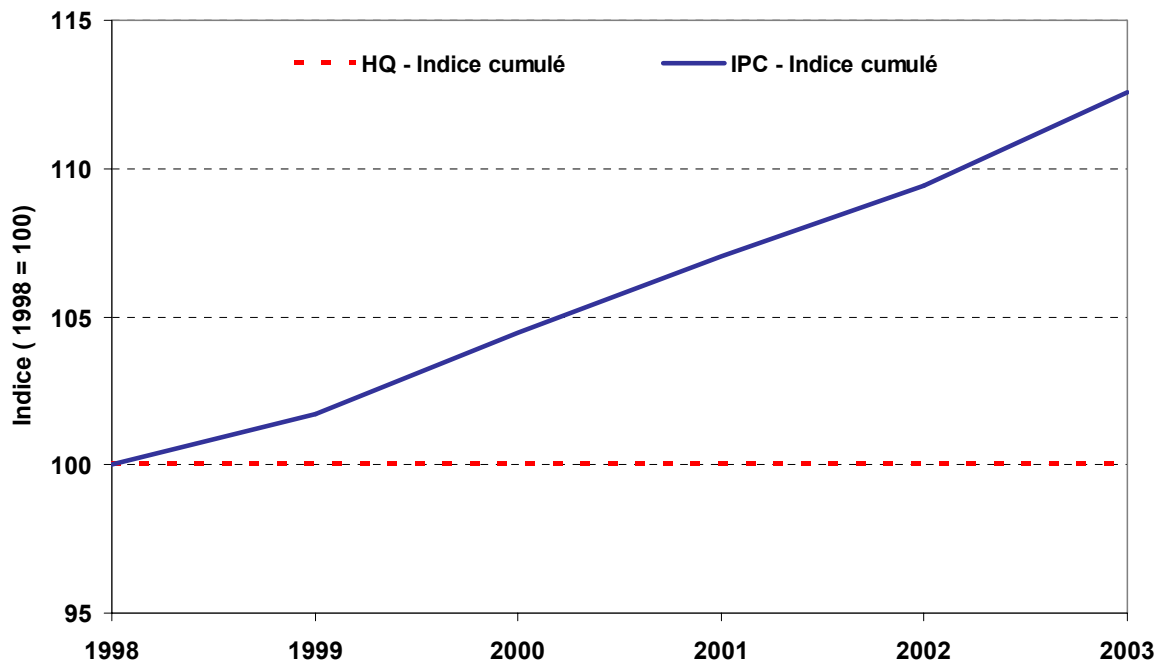


## 1. CONTEXTE DE LA DEMANDE

1 Les tarifs du Règlement tarifaire n° 663 ont été fixés le 1<sup>er</sup> mai 1998 et maintenus  
2 à leur niveau actuel depuis plus de 5 ans et ce dans un contexte de hausse des  
3 prix généralisée. La clientèle québécoise a ainsi pu profiter de bas tarifs et de  
4 gains appréciables en termes réels.

5 La figure 1 met en évidence le gain réel dont a bénéficié la clientèle d'Hydro-  
6 Québec Distribution depuis l'entrée en vigueur du gel des tarifs, alors que l'indice  
7 des prix à la consommation a augmenté de 12,6 %.

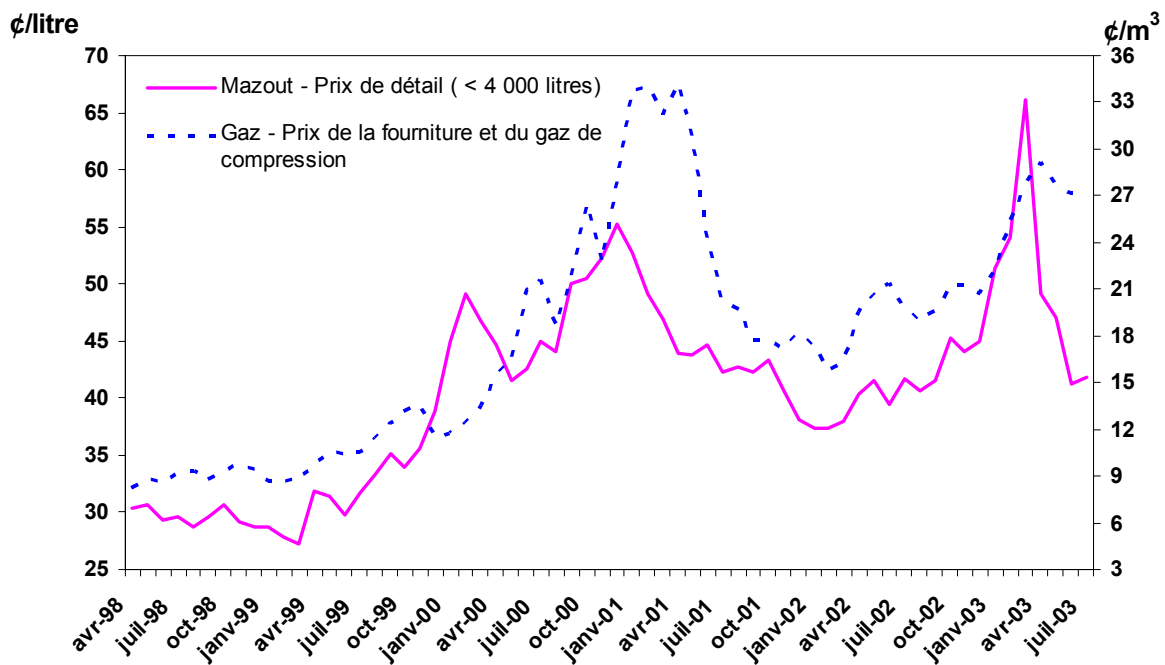
**FIGURE 1**  
**ÉVOLUTION DES INDICES DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DE L'INFLATION 1998-2003**



8 Comme le démontre également la figure 2, la clientèle d'Hydro-Québec  
9 Distribution a pu bénéficier de cette stabilité des prix de l'électricité durant une  
10 période où les prix du mazout et du gaz naturel ont connu une croissance

1 marquée et une grande volatilité. En effet, entre le 1<sup>er</sup> mai 1998 et 1<sup>er</sup> mai 2003,  
 2 pour une maison unifamiliale moyenne de 158 m<sup>2</sup>, un client chauffé au gaz naturel  
 3 a vu sa facture augmenter de 56 %, alors qu'un même client chauffé au mazout a  
 4 subi une augmentation de 53 %, ce qui représente des augmentations annuelles  
 5 moyennes d'environ 9 %.

**FIGURE 2**  
**ÉVOLUTION DU PRIX DES COMBUSTIBLES**



6 Tout au long de cette période, Hydro-Québec Distribution a investi beaucoup de  
 7 ressources pour améliorer sa performance et son efficacité (voir HQD-2,  
 8 document 1). Toutefois, malgré une baisse des charges financières due à une  
 9 conjoncture favorable et aux impacts positifs résultant d'une optimisation accrue  
 10 du réseau de distribution, les données financières d'Hydro-Québec Distribution  
 11 indiquent un important déficit pour les années 2003 et 2004, si les tarifs  
 12 d'électricité actuels étaient maintenus.

1 Selon le tableau 1, les revenus requis du Distributeur représentent un montant  
2 global de 8 925 M\$ en 2003. Compte tenu des tarifs en vigueur ainsi que de la  
3 prévision de la demande des marchés québécois, les revenus prévus par le  
4 Distributeur pour cette même année s'élèvent à 8 500 M\$. Il en résulte un déficit  
5 de 425 M\$. Si aucun ajustement n'est apporté aux tarifs, le déficit en 2004  
6 s'élèvera à 493 M\$.

**TABLEAU 1**  
**DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR 2003 ET 2004**

<b>Année</b>	<b>Revenus requis (M\$)</b>	<b>Revenus prévus (M\$)</b>	<b>Déficit (M\$)</b>
<b>2003</b>	<b>8 925</b>	<b>8 500</b>	<b>425</b>
<b>2004</b>	<b>9 056</b>	<b>8 563</b>	<b>493</b>

7 Une partie de ce déficit est liée au tarif BT faisant l'objet d'un traitement  
8 réglementaire distinct et pour lequel un compte de frais reportés est demandé à la  
9 Régie (voir HQD-3 document 2). Si on exclut la part attribuable au tarif BT, le  
10 déficit du Distributeur demeure très élevé et est évalué à 414 M\$ en 2003 et  
11 409 M\$ en 2004.

12 Pour combler le déficit résiduel, des hausses de tarifs sont nécessaires. Ces  
13 hausses permettront de régulariser la situation financière du Distributeur et la  
14 rendre comparable à celle des autres distributeurs réglementés.

15 Le Distributeur articule sa stratégie tarifaire autour des éléments suivants :

- 16 • rattrapage graduel des coûts ;
- 17 • atteinte du plein rendement autorisé par la Régie ;
- 18 • absence de rétrofacturation ;

- 1 • respect de l'interfinancement ;
- 2 • traitement réglementaire distinct du déficit associé au tarif BT.

## **2. ÉTABLISSEMENT DU NIVEAU D'INTERFINANCEMENT PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS**

### **2.1 Décision D-2003-93 de la Régie relativement à l'interfinancement**

3 Dans sa décision D-2003-93, la Régie interprète l'article 52.1, alinéa 4, avant de  
4 statuer sur une méthode de mesure du niveau d'interfinancement. Cet alinéa  
5 stipule que le tarif d'une catégorie de consommateurs ne peut être modifié afin  
6 d'atténuer l'interfinancement. Selon la Régie, ce dernier doit être interprété de  
7 manière à respecter les grands principes de la tarification, d'une part, et à refléter  
8 la nature évolutive de l'interfinancement, d'autre part.

9 Concernant la mesure du niveau d'interfinancement, la Régie retient le ratio  
10 revenus/coûts généralement utilisé et l'indice proposé par le Distributeur (indice  
11 HQD) qui tient compte de la situation particulière où le rendement n'est pas  
12 encore atteint. Ces deux mesures deviennent équivalentes dans la situation où le  
13 rendement est atteint.

14 La Régie retient également l'établissement d'une balise qui lui permette de suivre  
15 l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps, sans rigidité excessive.  
16 L'année 2002 a été choisie comme année de référence pour établir cette balise,  
17 dans la mesure où elle constitue la première année d'application des nouvelles  
18 dispositions législatives. La Régie croit toutefois qu'une application trop stricte de  
19 cette balise serait inappropriée, car l'étude d'un dossier tarifaire doit permettre la  
20 prise en considération du contexte à l'intérieur duquel se situe le dossier. Cette  
21 question sera développée dans la section 2.3.

22 Enfin, la Régie a demandé au Distributeur de présenter séparément les contrats  
23 spéciaux et les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours dans

1 les tableaux d'interfinancement, pour permettre une évaluation plus complète des  
2 revenus, des coûts et des ajustements tarifaires accordés. Par conséquent, le  
3 tableau qui présente l'interfinancement incorpore maintenant l'information  
4 permettant de traiter de façon différenciée les contrats spéciaux et les tarifs de  
5 gestion de la consommation et d'énergie de secours.

## **2.2 Calcul de l'interfinancement pour les années 2002 à 2004**

6 Les tableaux 2 à 4 présentent, par catégorie de consommateurs, les revenus  
7 requis avant interfinancement, les revenus prévus (ou réels) sur la base des tarifs  
8 actuels, les indices d'interfinancement et les revenus requis avec interfinancement  
9 pour les années 2002, 2003 et 2004. Les catégories de consommateurs se  
10 composent des clients domestiques (tarifs D, DM, DH et DT), des clients petite  
11 puissance (tarifs G, G-9, éclairage public et à forfait), des clients moyenne  
12 puissance (tarif M) et des clients grande puissance (tarifs L et H). Les tableaux  
13 sont complétés par l'ajout des contrats spéciaux et des tarifs de gestion de la  
14 consommation (tarifs BT, MR, LR et LC) et d'énergie de secours (tarifs GD, LD et  
15 LP), afin d'obtenir des résultats qui présentent une image complète des revenus  
16 et des coûts.

17 Les revenus requis avant interfinancement par catégorie de consommateurs  
18 représentent l'ensemble des coûts d'approvisionnement, de transport, de  
19 distribution et de services à la clientèle, incluant le rendement sur l'avoir propre,  
20 engagés par le Distributeur pour offrir le service à ses clients. Les revenus des  
21 années 2003 et 2004 ont été établis sur la base des tarifs actuels sans hausse  
22 tarifaire.

**TABLEAU 2**  
**ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2002**

	(1)	(2)	(3)= (2)/(1)	(4)	(5) = (1)*(4)
	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus réels (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)	Revenus requis avec inter- financement (M\$)
<b>Domestique</b>	4 377	3 231	73,8	80,2	3 510
<b>Petite puissance</b>	952	1 079	113,3	123,1	1 172
<b>Moyenne puissance</b>	1 223	1 471	120,2	130,6	1 597
<b>Grande puissance</b>	1 624	1 746	107,5	116,8	1 897
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>8 176</b>	<b>7 527</b>	<b>92,1</b>	<b>100,0</b>	<b>8 176</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	487	487	100,0	100,0	487
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	59	54	91,3	100,0	59
<b>Total</b>	<b>8 722</b>	<b>8 067</b>	<b>92,5</b>	<b>100,0</b>	<b>8 722</b>

1 L'indice d'interfinancement HQD est obtenu à partir de l'équation suivante qui  
2 prend en compte le fait que les revenus prévus totaux du Distributeur sont  
3 actuellement inférieurs à ses revenus requis totaux.

$$4 \frac{\text{Revenus prévus de la catégorie} / \text{Revenus prévus totaux}}{\text{Revenus requis avant interfinancement de la catégorie} / \text{Revenus requis totaux}}$$

5 Lorsque le Distributeur atteint son rendement et que les revenus prévus totaux  
6 égalent les revenus requis totaux, l'indice d'interfinancement calculé avec la  
7 formule simplifiée à la colonne (3) du tableau 2 donne le même résultat que celui  
8 obtenu avec la méthode HQD.

1 Les revenus requis totaux et les revenus prévus totaux correspondent aux  
2 revenus des tarifs réguliers et excluent donc les contrats spéciaux et les tarifs de  
3 gestion de la consommation et d'énergie de secours.

4 Puisque les modalités tarifaires des contrats spéciaux sont fixées par le  
5 gouvernement sans perte pour le Distributeur, les revenus requis correspondent  
6 aux revenus prévus<sup>1</sup>. La Régie de l'énergie n'ayant pas le pouvoir de modifier le  
7 niveau de revenus générés par cette catégorie de clients, les revenus prévus  
8 doivent nécessairement correspondre aux revenus requis avec interfinancement :  
9 cette catégorie de clients se voit donc attribuer un indice d'interfinancement égal à  
10 100 %.

11 En ce qui concerne les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de  
12 secours, le Distributeur est d'avis que ces tarifs doivent générer des revenus  
13 équivalents aux revenus requis. Cette proposition est conforme à l'alinéa 2 de  
14 l'article 52.1 spécifiant que les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de  
15 secours peuvent être fixés par la Régie en fonction de toute autre méthode qu'elle  
16 juge appropriée, notamment en fonction des prix de marché. Puisque cette  
17 particularité ne s'applique pas aux autres catégories de consommateurs, il est  
18 approprié d'exclure les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de secours  
19 de la péréquation qui existe entre les tarifs et de fixer à 100 % l'indice  
20 d'interfinancement.

---

<sup>1</sup> Article 52.2, alinéa 3 de la Loi sur la Régie de l'énergie : "*Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1.*"

**TABLEAU 3**  
**ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2003**

	(1)	(2)	(3)= (2)/(1)	(4)	(5) = (1)*(4)
	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus prévus (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)	Revenus requis avec inter- financement (M\$)
<b>Domestique</b>	4 429	3 412	77,0	81,1	3 590
<b>Petite puissance</b>	934	1 078	115,4	121,4	1 134
<b>Moyenne puissance</b>	1 244	1 535	123,4	129,8	1 615
<b>Grande puissance</b>	1 693	1 864	110,1	115,9	1 961
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>8 299</b>	<b>7 889</b>	<b>95,1</b>	<b>100,0</b>	<b>8 299</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	551	551	100,0	100,0	551
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	75	60	80,8	100,0	75
<b>Total</b>	<b>8 925</b>	<b>8 500</b>	<b>95,2</b>	<b>100,0</b>	<b>8 925</b>

**TABLEAU 4**  
**ÉVALUATION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT EN 2004**

	(1)	(2)	(3)= (2)/(1)	(4)	(5) = (1)*(4)
	Revenus requis avant inter- financement (M\$)	Revenus prévus (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)	Revenus requis avec inter- financement (M\$)
<b>Domestique</b>	4 461	3 426	76,8	80,7	3 599
<b>Petite puissance</b>	936	1 085	116,0	121,8	1 140
<b>Moyenne puissance</b>	1 266	1 574	124,3	130,6	1 653
<b>Grande puissance</b>	1 705	1 881	110,3	115,9	1 976
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>8 368</b>	<b>7 966</b>	<b>95,2</b>	<b>100,0</b>	<b>8 368</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	535	532	99,4	100,0	535
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	153	65	42,7	100,0	153
<b>Total</b>	<b>9 056</b>	<b>8 563</b>	<b>94,6</b>	<b>100,0</b>	<b>9 056</b>

### 2.3 Évolution de l'interfinancement

1 Le tableau 5 présente le sommaire des indices d'interfinancement par catégorie  
2 tarifaire pour les années 2002 à 2004, en supposant que les tarifs actuels soient  
3 maintenus. Ces mesures constituent une référence pour apprécier l'impact des  
4 hausses tarifaires proposées.

5 Les résultats montrent une certaine inertie des indices d'interfinancement d'une  
6 année à l'autre. Toutefois ces résultats illustrent aussi, comme le soulignait la  
7 Régie dans sa décision D-2003-93, que l'interfinancement est un concept dont la  
8 réalité se modifie constamment en fonction de l'évolution des ventes  
9 consommées par chaque catégorie tarifaire ainsi que de coûts qui y sont

- 1 associés. Les indices du tableau 5 représentent donc des balises autour  
2 desquelles doit se maintenir l'interfinancement.

**TABLEAU 5**  
**ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT HQD DE 2002 À 2004**

	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>
<b>Domestique</b>	80,2	81,1	80,7
<b>Petite puissance</b>	123,1	121,4	121,8
<b>Moyenne puissance</b>	130,6	129,8	130,6
<b>Grande puissance</b>	116,8	115,9	115,9
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	100,0	100,0	100,0
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	100,0	100,0	100,0
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

### **3. STRATÉGIE TARIFAIRE**

#### **3.1 Hausses tarifaires proposées**

- 3 Avec l'adoption par le gouvernement, le 11 août 2003, du décret abolissant le gel  
4 tarifaire prévu jusqu'au 30 avril 2004, le Distributeur est autorisé à présenter à la  
5 Régie une demande pour la hausse des tarifs de l'électricité dès 2003.  
6 Cependant, le Distributeur ne souhaite pas de rétrofacturation et doit disposer  
7 d'un délai suffisant entre la décision de la Régie et l'entrée en vigueur de la  
8 nouvelle grille tarifaire.

1 C'est ainsi que le Distributeur demande à la Régie de l'énergie d'approuver une  
2 augmentation uniforme des tarifs de 3 %, applicable dans les 15 jours suivant la  
3 décision. Le Distributeur demande également à la Régie d'approuver une  
4 augmentation uniforme des tarifs de 2,9 % le 1<sup>er</sup> avril 2004, le tout selon les prix  
5 proposés à l'annexe 1 de cette preuve. Le Distributeur propose un rattrapage  
6 graduel des coûts par le biais de hausses tarifaires uniformes qui n'affectent pas  
7 le niveau d'interfinancement actuel, conformément à l'opinion de la Régie. Les  
8 deux hausses porteront également de façon uniforme sur les différentes  
9 composantes des tarifs puisque l'étude des structures tarifaires se fera lors de la  
10 phase 3 de la présente cause<sup>2</sup>.

11 Ces hausses tarifaires s'appliquent aussi aux tarifs de gestion de la  
12 consommation et d'énergie de secours dont les prix ont été, historiquement et par  
13 souci d'équité, ajustés en fonction de la hausse des tarifs généraux (tarifs BT, GD  
14 et LP) ou, pour les tarifs plus récents, selon une entente convenue avec le  
15 Producteur, comme c'est le cas pour le tarif LD<sup>3</sup>.

16 La figure 3 présente l'évolution des tarifs d'Hydro-Québec Distribution et des prix  
17 à la consommation depuis 1998, incluant les deux hausses proposées. Les taux  
18 d'inflation prévus pour les années 2003 et 2004 sont de 2,9 % et 1,3 %  
19 respectivement, ce qui signifie qu'avec les deux hausses de 3 % et 2,9 %  
20 demandées, la clientèle connaîtra une hausse en termes réels de moins de 1 %  
21 en moyenne pour ces deux années. Les gains en termes réels accumulés par la  
22 clientèle depuis 1998 sont donc pour l'essentiel maintenus.

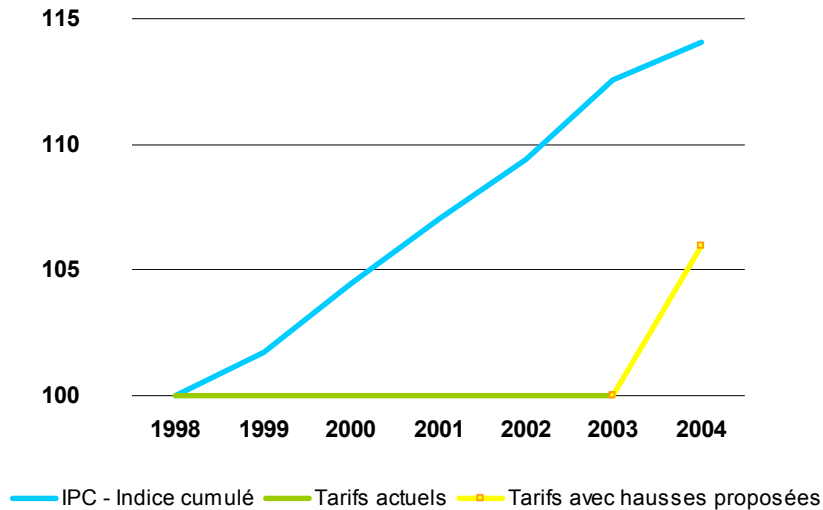
---

<sup>2</sup> Tel que décidé dans la décision procédurale sur la phase 2, D-2003-138, le 7 juillet 2003.

<sup>3</sup> Pour le tarif LD, voir R-3466-2001, Document 1, page 8.

**FIGURE 3**

**ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION**



- 1 Le tableau 6 illustre les effets des hausses proposées sur la facture d'électricité  
 2 des clients résidentiels. Pour le client résidentiel moyen, la facture d'électricité  
 3 annuelle augmentera de 33 \$ après la première hausse et de 34 \$ après la  
 4 deuxième.

**TABLEAU 6**  
**EFFETS DES HAUSSES PROPOSÉES SUR LES FACTURES MENSUELLES MOYENNES**  
**POUR LA CLIENTÈLE RÉSIDENIELLE**

Consommation annuelle moyenne	Facture mensuelle moyenne			Augmentations	
	Actuelle (en \$)	Hausse au 1 <sup>er</sup> janvier (en \$)	Hausse au 1 <sup>er</sup> avril (en \$)	Hausse au 1 <sup>er</sup> janvier (en \$)	Hausse au 1 <sup>er</sup> avril (en \$)
Moyenne des clients (17 849 kWh)	91,68	94,43	97,16	2,75	2,73
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (20 461kWh)	103,93	107,04	110,14	3,11	3,10
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (12 745 kWh)	67,75	69,78	71,80	2,03	2,02
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 000 kWh)	132,42	136,42	140,33	4,00	3,91

### 3.2 Impact des hausses tarifaires sur l'écart entre les revenus requis et les revenus prévus

1 Cette proposition tarifaire permet d'augmenter les revenus du Distributeur de  
 2 409 M\$ en 2004, tel que présenté au tableau 7. Grâce à ces augmentations  
 3 tarifaires, les revenus prévus en 2004 seront équivalents aux revenus requis, en  
 4 supposant la mise en place d'un compte de frais reportés pour couvrir les pertes  
 5 reliées à l'alimentation du tarif BT. Plus précisément, les hausses tarifaires  
 6 permettront au Distributeur de réaliser un bénéfice de 174 M\$ en 2004.

**TABLEAU 7  
REVENUS GÉNÉRÉS PAR LES HAUSSES TARIFAIRES**

	Hausse du 1 <sup>er</sup> janv. 2004 (M\$)	Hausse du 1 <sup>er</sup> avril 2004 (M\$)	Variation totale de revenus (M\$)
<b>Domestique</b>	103	66	169
<b>Petite puissance</b>	33	23	56
<b>Moyenne puissance</b>	47	34	81
<b>Grande puissance</b>	56	40	96
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>239</b>	<b>164</b>	<b>402</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	3	0	3
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	2	1	3
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>165</b>	<b>409</b>

**TABLEAU 8**

**DÉFICIT DU DISTRIBUTEUR PAR CATÉGORIES TARIFAIRES EN 2004  
INCLUANT LES HAUSSES TARIFAIRES DE 3 % AU 1<sup>ER</sup> JANVIER  
ET DE 2,9 % AU 1<sup>ER</sup> AVRIL**

	Revenus requis  (M\$)	Revenus prévus après la hausse du 1 <sup>er</sup> janv. 2004  (M\$)	Écart de revenus  (M\$)	Revenus prévus après la hausse du 1 <sup>er</sup> avril 2004  (M\$)	Écart de revenus  (M\$)
<b>Domestique</b>	4 461	3 529	-933	3 595	-866
<b>Petite puissance</b>	936	1 118	182	1 141	205
<b>Moyenne puissance</b>	1 266	1 621	355	1 655	389
<b>Grande puissance</b>	1 705	1 937	232	1 977	272
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>8 368</b>	<b>8 205</b>	<b>-164</b>	<b>8 368</b>	<b>0</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	535	535	0	535	0
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	153	67	-86	68	-84
<b>Total</b>	<b>9 056</b>	<b>8 807</b>	<b>-249</b>	<b>8 972</b>	<b>-84</b>

### 3.3 Impact sur l'interfinancement

1 L'augmentation des tarifs ne modifie pas les indices d'interfinancement dans la  
2 mesure où elle est appliquée uniformément. Les légers écarts que l'on peut  
3 observer aux tableaux 9 et 10 s'expliquent uniquement par la non concordance de  
4 la date de début de l'année financière avec la date des augmentations tarifaires.  
5 En effet, chacune des catégories de consommateurs a un profil annuel de la  
6 consommation qui lui est propre. Par exemple, la clientèle domestique se  
7 caractérise par un profil de consommation saisonnier – avec une consommation  
8 plus importante en hiver qu'en été – ainsi, une augmentation tarifaire après la

- 1 période d'hiver générera relativement moins de revenus chez cette clientèle
- 2 lorsqu'évaluée sur la base de l'année financière.
- 3

**TABLEAU 9**  
**ANNULÉ**

**Tableau 10**  
**évaluation de l'indice d'interfinancement en 2004**  
**incluant les hausses tarifaires de 3 % au 1<sup>er</sup> janvier**  
**et de 2,9 % au 1<sup>er</sup> avril**

	Revenus requis avant inter- financement	Revenus prévus après hausse du 1 <sup>er</sup> janv. 2004	Hausse tarifaire du 1 <sup>er</sup> avril 2004	Revenus prévus incluant les deux hausse (M\$)	Indice d'inter- financement (%)	Indice d'inter- financement HQD (%)
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(%)	(%)
<b>Domestique</b>	4 461	3 529	66	3 595	80,6	80,6
<b>Petite puissance</b>	936	1 118	23	1 141	121,9	121,9
<b>Moyenne puissance</b>	1 266	1 621	34	1 655	130,7	130,7
<b>Grande puissance</b>	1 705	1 937	40	1 977	116,0	116,0
<b>Total – Tarifs réguliers</b>	<b>8 368</b>	<b>8 205</b>	<b>164</b>	<b>8 368</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	535	535	0	535	100,0	100,0
<b>Tarifs de gestion de la consommation et de secours</b>	153	67	1	68	44,7	100,0
<b>Total</b>	<b>9 056</b>	<b>8 807</b>	<b>165</b>	<b>8 972</b>	<b>99,1</b>	<b>100,0</b>

#### **4. POSITION CONCURRENTIELLE**

- 1 Bien qu'il possède un monopole sur la vente au détail de l'électricité au Québec<sup>4</sup>,
- 2 le Distributeur fait face à la concurrence pour certains usages et dans certains
- 3 marchés.

##### **4.1 Position concurrentielle au Québec**

- 4 Au Québec, la concurrence se manifeste principalement au niveau des usages de
- 5 chauffe, où le gaz naturel et le mazout constituent une alternative pour les

<sup>4</sup> Exception faite des réseaux municipaux et de la coopérative régionale d'électricité de St-Jean-Baptiste-de-Rouville.

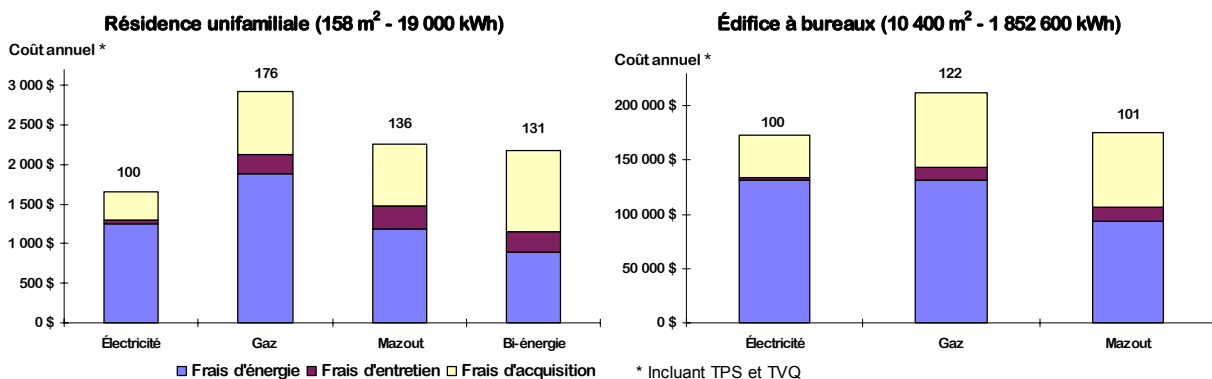
1 consommateurs. Pour avoir une juste appréciation de la position concurrentielle  
2 des options énergétiques sur ce marché, il faut non seulement tenir compte du  
3 prix de l'énergie mais également considérer d'autres facteurs tels que les coûts  
4 d'acquisition, d'installation et d'entretien.

5 Comme la figure 4 l'indique, le chauffage électrique des locaux et de l'eau est  
6 nettement avantageux pour une résidence unifamiliale type lorsque l'on tient  
7 compte des faibles coûts d'acquisition, d'installation et d'entretien des systèmes  
8 électriques. Dans le domaine commercial, la position de l'électricité pour le  
9 chauffage reste également avantageuse bien que la concurrence soit plus vive de  
10 la part des combustibles.

11 Néanmoins, à la marge dont dispose l'électricité dans le domaine commercial et  
12 institutionnel, il faut ajouter l'avantage que représente une évolution des prix plus  
13 stable, indépendante des évènements imprévisibles sur la scène internationale.  
14 En effet, les variations récentes des prix des combustibles ont été importantes,  
15 créant ainsi un environnement instable et peu attrayant pour le consommateur.

16 Par conséquent, les hausses tarifaires proposées n'auront qu'un impact  
17 négligeable sur la position concurrentielle, tant pour le secteur résidentiel que  
18 commercial.

**FIGURE 4**  
**POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ**  
**POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX ET DE L'EAU**  
**(JUILLET 2003)**



#### **4.2 Comparaison des prix en Amérique du Nord**

1 Hydro-Québec Distribution évalue également sa position concurrentielle en  
2 suivant de près l'évolution des prix de l'électricité sur le marché nord-américain  
3 car l'accès à une énergie électrique fiable à prix abordable contribue pour  
4 beaucoup au dynamisme de l'économie du Québec.

5 Ainsi, la clientèle résidentielle d'Hydro-Québec Distribution bénéficie du confort de  
6 l'électricité et ce, à coût faible et stable, profitant ainsi d'une meilleure qualité de  
7 vie. Par ailleurs, le coût de l'électricité, au même titre que la disponibilité de la  
8 matière première et la qualité de la main d'œuvre, est un critère important lors du  
9 choix de localisation des entreprises. Comme le coût de l'électricité constitue une  
10 composante importante du coût de revient dans de nombreux secteurs d'activité,  
11 les clients d'Hydro-Québec Distribution ont une longueur d'avance sur bon  
12 nombre de leurs concurrents.

13 En effet, comme l'indique le tableau 11, les tarifs du Distributeur se comparent  
14 très avantageusement avec les tarifs des autres compagnies. Il n'y a en fait que  
15 les tarifs de Manitoba Hydro et BC Hydro qui sont égaux ou inférieurs à ceux  
16 d'Hydro-Québec Distribution. Leurs bas tarifs s'expliquent par plusieurs facteurs  
17 qui varient d'une compagnie à l'autre, par exemple : équipements moins récents  
18 (donc coûts d'amortissement moins élevés), plus petits réseaux de transport,  
19 déficit moins élevé des réseaux autonomes, moins de chauffage électrique et  
20 interfinancement moins important entre les catégories tarifaires.

**TABLEAU 11<sup>5</sup>**  
**INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD**  
**TARIFS ACTUELS D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**  
**(MAI 2002)**

	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)
<b>Villes canadiennes</b>				
- Montréal (Québec)	100	100	100	100
- Edmonton (Alberta)	185	147	143	172
- Toronto (Ontario)	160	118	131	174
- Vancouver (C.-B.)	101	89	75	100
- Winnipeg (Manitoba)	98	77	73	80
<b>Villes américaines</b>				
- Boston (Massachusetts)	299	263	269	324
- Chicago (Illinois)	202	201	189	228
- New York (New York)	321	255	248	269
- Seattle (Washington)	185	125	147	219

\* Prix calculés en dollars canadiens et excluant toute taxe de vente

1 De plus, depuis le 1<sup>er</sup> mai 1998, la majorité des compagnies ont connu des  
2 hausses tarifaires. BC Hydro, qui a connu un gel de tarifs depuis 1993, envisage  
3 de soumettre pour approbation à son organisme de réglementation, la BCUC, dès  
4 2004, des demandes de hausses allant de 3 à 6,5 % par année pour une période  
5 de 3 ans<sup>6</sup>. D'autre part, au Canada, des hausses de factures importantes ont été  
6 observées ces dernières années en Alberta et en Ontario, là où le marché de  
7 détail a été déréglementé. Dans ce contexte, le niveau et la prévisibilité des prix

<sup>5</sup> Source : Hydro-Québec (2002), *Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines*.

<sup>6</sup> BC Hydro's Service Plan for Fiscal Years 2003/2004 to 2005/2006 (Février 2003)

1 qu'Hydro-Québec Distribution offre aux entreprises leur donne l'opportunité de  
2 prendre de meilleures décisions de long terme pour leur croissance et leur  
3 expansion.

## **5. TARIFS PROPOSÉS**

### **5.1 Nouvelle grille des tarifs**

4 La nouvelle grille tarifaire est présentée à l'annexe 1.

### **5.2 Calcul des nouveaux tarifs**

5 La structure d'un tarif est formée de plusieurs éléments que l'on regroupe en trois  
6 composantes : la redevance d'abonnement, la puissance et l'énergie. Chacun de  
7 ces éléments se voit attribuer un prix exprimé en ¢/jour ou \$/mois, en \$/kW et en  
8 ¢/kWh auxquels on applique certaines contraintes dans un souci de simplicité  
9 pour la clientèle. Les deux principales contraintes que le Distributeur s'est  
10 données sont les suivantes :

- 11 • Les prix sont limités à deux décimales. Entre autres, les prix de l'énergie  
12 (¢/kWh) et de la puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres après la virgule.  
13 Par exemple, le prix actuel de la première tranche au tarif D est de  
14 4,74 ¢/kWh.
- 15 • Les prix applicables sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être  
16 divisibles par le nombre de jours correspondant afin d'assurer la facturation du  
17 service pour un nombre de jours différent. Par exemple, la redevance  
18 d'abonnement mensuelle au tarif G s'élève actuellement à 11,67 \$/mois. Si le  
19 client est facturé pour une période de 20 jours, le montant de la redevance  
20 s'élève à 11,67 \$ / 30 jours, soit 0,389 \$ / jours, que l'on multiplie par 20 jours,  
21 soit 7,780 \$<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Voir l'article 310 du Règlement tarifaire n°663.

- 1 L'augmentation uniforme des tarifs consiste à :
- 2           1. modifier le prix de chacun des éléments du taux d'augmentation
- 3           proposé,
- 4           2. ajuster ces prix afin qu'ils respectent les contraintes mentionnées
- 5           précédemment,
- 6           3. s'assurer que le résultat final, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs
- 7           d'une même catégorie de consommateurs, génère des revenus
- 8           additionnels équivalents au taux d'augmentation proposé.
- 9 Pour chaque catégorie tarifaire, tous les éléments des tarifs ont été modifiés en
- 10 fonction de ce processus.
- 11 La révision des frais de service est exclue de la présente cause et sera discutée
- 12 lors de la phase 3.



**ANNEXE 1 -  
GRILLE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ**

**(Hausses moyennes des tarifs de 3 % au 1<sup>er</sup> janvier 2004  
et de 2,9 % au 1<sup>er</sup> avril 2004)**



Grille des tarifs d'électricité

Hausses moyennes de 3,0% en janvier 2004 et 2,9% en avril 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er janv. 2004	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er janv. 2004	Variation 1er avr. 2004
8	<i>D</i>	Redevance d'abonnement par jour	39,00¢	40,17¢	41,33¢	3,0%	2,9%
		30 premiers kWh par jour	4,74¢	4,88¢	5,02¢	3,0%	2,9%
		Reste de l'énergie	5,97¢	6,15¢	6,33¢	3,0%	2,9%
		Prime de puissance, hiver (>50kW)	3,06\$	3,15\$	3,24\$	2,9%	2,9%
19	<i>DM</i>	Redevance d'abonn./jr par multiplicateur	39,00¢	40,17¢	41,33¢	3,0%	2,9%
		30 premiers kWh/jr par multiplicateur	4,74¢	4,88¢	5,02¢	3,0%	2,9%
		Reste de l'énergie	5,97¢	6,15¢	6,33¢	3,0%	2,9%
		Prime de puissance, hiver (>50kW)	0,75\$	0,78\$	0,81\$	4,0%	3,8%
21	<i>Rabais pour fourniture en moyenne ou en haute tension</i>	5 kV, mais inférieure à 50 kV	0,199¢	0,205¢	0,211¢	3,0%	2,9%
		50 kV, mais inférieure à 170 kV	0,250¢	0,257¢	0,264¢	2,8%	2,7%
		170 kV	0,340¢	0,350¢	0,360¢	2,9%	2,9%
27	<i>DT</i>	Redevance d'abonnement par jour	39,00¢	40,17¢	41,33¢	3,0%	2,9%
		T° >= -12°C ou -15°C	3,47¢	3,57¢	3,67¢	2,9%	2,8%
		T° < -12°C ou -15°C	15,54¢	16,01¢	16,47¢	3,0%	2,9%
38	<i>DH</i>	Redevance d'abonnement par jour	39,00¢	40,17¢	41,33¢	3,0%	2,9%
		Été, reste hiver	3,51¢	3,62¢	3,72¢	3,1%	2,8%
		6 à 11h et 15 à 22h, semaine hiver	12,96¢	13,35¢	13,74¢	3,0%	2,9%
42	<i>G</i>	Redevance d'abonnement par mois	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Prime de puissance (>40 kW)	13,59\$	14,01\$	14,40\$	3,1%	2,8%
		11 700 premiers kWh par mois	7,41¢	7,63¢	7,85¢	3,0%	2,9%
		Reste de l'énergie	3,74¢	3,85¢	3,96¢	2,9%	2,9%
47	<i>G courte durée</i>	Minimum par mois - Polyphasée	35,01\$	36,09\$	37,17\$	3,1%	3,0%
		Majoration de la redevance et du montant mensuel minimal au tarif G	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
49	<i>Activités d'hiver</i>	Majoration de la prime de puissance mensuelle au tarif G en période d'hiver	4,71\$	4,86\$	5,01\$	3,2%	3,1%
		Majoration de la facture	8%	8%	8%	s.o	s.o
51	<i>G-9</i>	Prime de puissance	3,51\$	3,60\$	3,69\$	2,6%	2,5%
		Prix de l'énergie	7,67¢	7,91¢	8,14¢	3,1%	2,9%
		Minimum par mois - monophasée	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Minimum par mois - polyphasée	35,01\$	36,09\$	37,17\$	3,1%	3,0%
54	<i>G-9 courte durée</i>	Majoration du montant mensuel minimal au tarif G-9	11,67\$	12,03\$	12,39\$	3,1%	3,0%
		Majoration de la prime de puissance mensuelle au tarif G-9 en période d'hiver	4,71\$	4,86\$	5,01\$	3,2%	3,1%
59	<i>GD</i>	Prime de puissance	4,35\$	4,47\$	4,59\$	2,8%	2,7%
		Prix de l'énergie - été	4,50¢	4,64¢	4,77¢	3,1%	2,8%
		Prix de l'énergie - hiver	11,49¢	11,83¢	12,17¢	3,0%	2,9%
65	<i>M</i>	Prime de puissance	11,97\$	12,33\$	12,69\$	3,0%	2,9%
		Premiers 210 000 kWh	3,72¢	3,83¢	3,94¢	3,0%	2,9%
		Reste de l'énergie	2,42¢	2,49¢	2,56¢	2,9%	2,8%
68	<i>M</i>	Prime de dépassement mensuelle	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
72	<i>M courte durée</i>	Majoration de la prime de puissance mensuelle en hiver	4,71\$	4,86\$	5,01\$	3,2%	3,1%
83 et 84	<i>Rodage de nouveaux équipements</i>	Majoration du prix moyen	4%	4%	4%	s.o	s.o
100	<i>MR</i>	Prime de puissance	11,97\$	12,33\$	12,69\$	3,0%	2,9%
		Premiers 210 000 kWh	3,72¢	3,83¢	3,94¢	3,0%	2,9%
		Reste de l'énergie	2,42¢	2,49¢	2,56¢	2,9%	2,8%
		Prime de dépassement mensuelle	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
105	<i>L</i>	Prime de puissance	10,95\$	11,28\$	11,61\$	3,0%	2,9%
		Énergie	2,42¢	2,49¢	2,56¢	2,9%	2,8%
108	<i>L</i>	Prime de dépassement quotidienne	6,38\$	6,57\$	6,75\$	3,0%	2,7%
		Prime de dépassement mensuelle	19,14\$	19,71\$	20,25\$	3,0%	2,7%
115	<i>L (municipalité)</i>	Multiplicateur appliqué à la facture du client au tarif L à l'option (b)	1,3358	1,3759	1,4158	3,0%	2,9%

Grille des tarifs d'électricité

Hausses moyennes de 3,0% en janvier 2004 et 2,9% en avril 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er janv. 2004	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er janv. 2004	Variation 1er avr. 2004
119	LC (élect. excéd.)	Redevance annuelle	1000\$	1000\$	1000\$	s.o	s.o
129	LC	Excédent ou électricité consommée sans autorisation (par kWh)	1,00\$	1,00\$	1,00\$	s.o	s.o
134	LP (Tarif dépannage chaudière combustible)	Redevance annuelle Fourniture en haute tension: hiver Fourniture en moyenne tension: hiver Fourniture haute tension: été, 300 premières hres Fourniture haute tension: été, reste de l'énergie Fourniture moyenne tension: été, 300 1ère hres Fourniture moyenne tension: été, reste énergie	1000\$ 7,29¢ 10,11¢ 3,63¢ 7,29¢ 3,63¢ 10,11¢	1000\$ 7,51¢ 10,41¢ 3,74¢ 7,51¢ 3,74¢ 10,41¢	1000\$ 7,73¢ 10,71¢ 3,85¢ 7,73¢ 3,85¢ 10,71¢	s.o 3,0% 3,0% 3,0% 3,0% 3,0% 3,0%	s.o 2,9% 2,9% 2,9% 2,9% 2,9% 2,9%
143	LP	Pénalité par kWh cons. sans autorisation	1,00\$	1,00\$	1,00\$	s.o	s.o
148	H	Prime de puissance Énergie: autre que jours de semaine en hiver Énergie: jours de semaine en hiver	4,35\$ 3,87¢ 14,70¢	4,47\$ 3,99¢ 15,14¢	4,59\$ 4,11¢ 15,58¢	2,8% 3,1% 3,0%	2,7% 3,0% 2,9%
149.4 a)	LD (tarif de dépannage)	Prime de puissance Énergie: autre que jours de semaine en hiver Énergie: jours de semaine en hiver	4,35\$ 3,87¢ 14,70¢	4,47\$ 3,99¢ 15,14¢	4,59\$ 4,11¢ 15,58¢	2,8% 3,1% 3,0%	2,7% 3,0% 2,9%
149.4 b)	LD (tarif de dépannage)	Prime de puissance par jour inter. planifiées Prime de puissance par jour inter. non planifiées Énergie Maximum par mois - prime de puissance	0,44\$ 0,87\$ 3,87¢ 4,35\$	0,45\$ 0,90\$ 3,99¢ 4,47\$	0,46\$ 0,92\$ 4,11¢ 4,59\$	2,3% 3,4% 3,1% 2,8%	2,2% 2,2% 3,0% 2,7%
157 et 158	Rodage de procédés industriels	Majoration du prix moyen	4,0%	4,0%	4,0%	s.o	s.o
162 b)	Essais d'équipements	Multiplicateur appliqué en été (par kW) Multiplicateur appliqué en hiver (par kW)	10,00¢ 30,00¢	10,00¢ 30,00¢	10,00¢ 30,00¢	s.o s.o	s.o s.o
176	Paiement en \$US	Revenus de référence en \$ américains (facteur) Revenus de référence en \$ canadiens (taux) Valeur actualisée des revenus de référence (taux)	1,035 3% 9,3%	1,035 3% 9,3%	1,035 3% 9,3%	s.o s.o s.o	s.o s.o s.o
183	Paiement en \$US	Majoration des taux de change	1,035	1,035	1,035	s.o	s.o
199 6)	LR (interruption)	Prix de l'énergie en période d'interruption	50,00¢	50,00¢	50,00¢	s.o	s.o
212	Interruptible (rabais fixes)	Option I Option II Option III	27,65\$ 35,41\$ 39,23\$				
	(rabais variables)	Premiers kWh associés à la puiss. interr. kWh pour hres d'interruption suivantes	6,94¢ 34,50¢				
219	Interruptible (défaut d'interr.)	Pénalité par kW Pénalité maximale, Option I Pénalité maximale, Option II Pénalité maximale, Option III	3,00\$ 4,00\$ 8,00\$ 12,00\$				
221	Interruptible (résiliation)	Pour calcul du dédommagement	9,25%				
221.7	Interruptible II (rabais fixe annuel)	Option A Option B	15,00\$ 8,00\$				
	(rabais variable)	Option A Option B	8,50¢ 5,50¢				
221.13	Interruptible II (rabais fixe annuel)	(défaut d'interr.) Pénalité par kW, Option A Pénalité par kW, Option B	1,25\$ 0,75\$				
	(rabais variable)	Pénalité maximale, Option A Pénalité maximale, Option B	5,00\$ 3,00\$				
221.14 7)	Interruptible II	Excédent de la consommation	50,00¢				
229	Achat de puissance en situation d'urgence	Prix de l'énergie achetée	5,50¢				
		Pénalité par kW, par 15 minutes	5,50¢				

Original - 2003-08-14  
Révisé - 2003-11-10

HQD-9, Document 1  
Annexe 1

En liasse

**Grille des tarifs d'électricité**

Hausses moyennes de 3,0% en janvier 2004 et 2,9% en avril 2004

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er janv. 2004	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er janv. 2004	Variation 1er avr. 2004
253	<i>BT (rabais pour fourniture)</i>	5 kV, mais inférieure à 50 kV	0,199€	0,205€	0,211€	3,0%	2,9%
		50 kV, mais inférieure à 170 kV	0,250€	0,257€	0,264€	2,8%	2,7%
		170 kV	0,340€	0,350€	0,360€	2,9%	2,9%
254	<i>BT (1ère non-conformité) (2ème non-conformité)</i>	Prime sur la puissance max. appelée	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
		Prime sur la puissance max. appelée	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
266	<i>BT</i>	Dépassement de plus de 10 % puissance contractuelle	12,78\$	13,17\$	13,56\$	3,1%	3,0%
267	<i>BT (Sans installation de mesurage approprié)</i>	Redevance mensuelle de base	33,15\$	34,14\$	35,13\$	3,0%	2,9%
		Redevance mensuelle sur la puissance contr. (/kW)	6,18€	6,36€	6,54€	2,9%	2,8%
		Prix sur l'énergie hors pointe	3,32€	3,42€	3,52€	3,0%	2,9%
	<i>BT (Avec installation de mesurage approprié)</i>	Redevance mensuelle de base	33,15\$	34,14\$	35,13\$	3,0%	2,9%
		Redevance mensuelle sur la puissance contr. (/kW)	6,18€	6,36€	6,54€	2,9%	2,8%
		Prix sur l'énergie hors pointe	3,32€	3,42€	3,52€	3,0%	2,9%
		Premières heures en pointe	7,41€	7,63€	7,85€	3,0%	2,9%
		Reste de l'énergie en pointe	46,00€	46,00€	46,00€	s.o	s.o
270	<i>Pénurie énergétique</i>	Reste de la consommation hors pointe	7,41€	7,63€	7,85€	3,0%	2,9%
		Énergie pendant période de pointe	46,00€	46,00€	46,00€		
271	<i>D rés. autonomes</i>	Énergie excédant 30 kWh par jour	26,50€	27,30€	28,09€	3,0%	2,9%
272	<i>DM rés. autonomes</i>	Énergie excédant 30 kWh par jour par multiplicateur	26,50€	27,30€	28,09€	3,0%	2,9%
274	<i>G, G-9,M rés. autonomes</i>	Pénalité sur l'énergie de chauffage	58,57€	60,33€	62,08€	3,0%	2,9%
278	<i>T1 (quotidien)</i>	Prime de puissance par jour	3,57\$	3,68\$	3,79\$	3,1%	3,0%
		Maximum par semaine	10,71\$	11,06\$	11,41\$	3,3%	3,2%
	<i>T2 (hebdomadaire)</i>	Prime de puissance par semaine	10,71\$	11,06\$	11,41\$	3,3%	3,2%
		Maximum par semaine	32,13\$	33,09\$	34,05\$	3,0%	2,9%
	<i>T3 (30 jours ou plus)</i>	Prime de puissance par mois	32,13\$	33,09\$	34,05\$	3,0%	2,9%
	279	<i>T (montant min/mois)</i>	Minimum par mois - monophasée	6,45\$	6,63\$	6,81\$	2,8%
Minimum par mois - polyphasée			19,35\$	19,92\$	20,49\$	2,9%	2,9%
282	<i>Éclairage public</i>	Taux d'actualisation	9,30%	9,30%	9,30%	s.o	s.o
284	<i>Éclairage public (service général)</i>	Prix de l'énergie	7,41€	7,63€	7,85€	3,0%	2,9%
290	<i>Éclairage public (service complet) Luminaires normalisés Tarif par luminaire</i>	Vapeur de sodium: 3 600 lumens	15,36\$	15,81\$	16,26\$	2,9%	2,8%
		Vapeur de sodium: 5 000 lumens	16,89\$	17,40\$	17,91\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de sodium: 8 500 lumens	18,39\$	18,93\$	19,47\$	2,9%	2,9%
		Vapeur de sodium: 14 400 lumens	19,83\$	20,43\$	21,03\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de sodium: 22 000 lumens	23,28\$	23,97\$	24,66\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de mercure: 10 000 lumens	22,26\$	22,92\$	23,58\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de mercure: 20 000 lumens	29,25\$	30,12\$	30,99\$	3,0%	2,9%
291	<i>Éclairage public (service complet) Luminaires non normalisés Tarif par luminaire</i>	Incandescence + réflecteur: 1000 lumens	24,21\$	24,93\$	25,65\$	3,0%	2,9%
		Incandescence + réflecteur: 2500 lumens	28,50\$	29,37\$	30,21\$	3,1%	2,9%
		Incandescence + réflecteur: 4000 lumens	33,30\$	34,29\$	35,28\$	3,0%	2,9%
		Incand. + réflect. + diff.: 2 500 lumens	28,50\$	29,37\$	30,21\$	3,1%	2,9%
		Incand. + réflect. + diff.: 4 000 lumens	33,30\$	34,29\$	35,28\$	3,0%	2,9%
		Incand. + réflect. + diff.: 6 000 lumens	37,68\$	38,82\$	39,96\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de mercure: 7 000 lumens	19,98\$	20,58\$	21,18\$	3,0%	2,9%
		Vapeur de mercure: 50 000 lumens	59,82\$	61,62\$	63,42\$	3,0%	2,9%
		Tarif en vigueur	30 avr. 98	31 déc. 03	31 mars 04	s.o	s.o
		Majoration pour luminaires non visés par les art. 290 et 291	1,6%	3,0%	2,9%	s.o	s.o
295	<i>Sentinelles (avec poteau) Tarif par luminaire</i>	7 000 lumens + poteau	31,23\$	32,16\$	33,09\$	3,0%	2,9%
		20 000 lumens + poteau	41,13\$	42,36\$	43,59\$	3,0%	2,9%
296	<i>Sentinelles (sans poteau) Tarif par luminaire</i>	7 000 lumens	24,51\$	25,26\$	25,98\$	3,1%	2,9%
		20 000 lumens	35,37\$	36,42\$	37,47\$	3,0%	2,9%

**Grille des tarifs d'électricité**
**Hausses moyennes de 3,0% en janvier 2004 et 2,9% en avril 2004**

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1er janv. 2004	Prix 1er avr. 2004	Variation 1er janv. 2004	Variation 1er avr. 2004
298	<i>Frais pour abonn. au serv. d'électricité</i>	Frais de gestion de dossier	20\$	20\$	20\$	s.o	s.o
		Frais d'ouverture de dossier	50\$	50\$	50\$	s.o	s.o
		Frais de mise sous tension à la suite d'une demande de cessation (minimum)	130\$	130\$	130\$	s.o	s.o
299	<i>Frais concernant les modes de fourniture</i>	Montant unitaire pour transformateur à 2 enroul. (2 \$ par kilovoltampère de transformation installée)	2\$	2\$	2\$	s.o	s.o
300	<i>Frais concernant le raccordement au réseau</i>	Frais de raccordement permanent	200\$	200\$	200\$	s.o	s.o
		Frais spéciaux de branchement pour rés.autonome 20 premiers kW (total)	5000\$	5000\$	5000\$	s.o	s.o
		excédent des 20 premiers kW (par kW)	250\$	250\$	250\$	s.o	s.o
		Allocation pour usage dom.(2 000 \$/unité de log.)	2000\$	2000\$	2000\$	s.o	s.o
		Taux d'intérêt applicable aux paiements par versements bimestriellement	1,493%	1,493%	1,493%	s.o	s.o
		annuellement	9,3%	9,3%	9,3%	s.o	s.o
		Crédit annuel par unité de logement	520\$	520\$	520\$	s.o	s.o
		Facteur d'étalement sur 5 ans	0,26	0,26	0,26	s.o	s.o
		Crédit annuel selon la puissance / kW	85\$	85\$	85\$	s.o	s.o
		Crédit annuel selon l'énergie / kWh	7,05\$	7,05\$	7,05\$	s.o	s.o
		Allocation pour usage autre que domestique / kW	325\$	325\$	325\$	s.o	s.o
		Frais de raccordement temporaire	100\$	100\$	100\$	s.o	s.o
		Frais de débranchement au point de raccordement	100\$	100\$	100\$	s.o	s.o
		Taux d'intérêt annuel pour calcul de valeur actualisée des frais d'exp., d'ent. des inst. et de réinv. des équipements	9,3%	9,3%	9,3%	s.o	s.o
Frais d'ad. pour trav. de prolongement ou modif. du réseau et du branchement	30%	30%	30%	s.o	s.o		
301	<i>Frais concernant les cond. de vente de l'électricité</i>	Frais pour chèque retourné par une institution financière pour provision insuffisante	10\$	10\$	10\$	s.o	s.o
		Frais pour rétablissement de service (minimum)	50\$	50\$	50\$	s.o	s.o
301.3	<i>Service VISILEC</i>	Montant mensuel	89\$	89\$	89\$	s.o	s.o
303	<i>Rabais pour fourniture en moyenne ou en haute tension</i>	5 kV, mais inférieure à 15 kV	0,501\$	0,516\$	0,531\$	3,0%	2,9%
		15 kV, mais inférieure à 50 kV	0,804\$	0,828\$	0,852\$	3,0%	2,9%
		50 kV, mais inférieure à 80 kV	1,788\$	1,839\$	1,893\$	2,9%	2,9%
		80 kV, mais inférieure à 170 kV	2,193\$	2,256\$	2,322\$	2,9%	2,9%
		170 kV	2,934\$	3,018\$	3,105\$	2,9%	2,9%
304	<i>Rajustement pour pertes de transformation</i>	Majoration des rabais à l'article 303	13,20€	13,59€	13,98€	3,0%	2,9%
		Réduction sur la prime de puissance	13,20€	13,59€	13,98€	3,0%	2,9%