

## **STRATÉGIE TARIFAIRE**



**Table des matières**

<b>1. CONTEXTE DE LA DEMANDE.....</b>	<b>5</b>
1.1. SUIVI DE LA DÉCISION D-2011-028.....	5
<b>2. HAUSSE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT POUR L'ANNÉE 2012-2013.....</b>	<b>5</b>
2.1. HAUSSES TARIFAIRES PROPOSÉES ET IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT.....	5
2.1.1 <i>Hausse tarifaire uniforme</i> .....	6
2.1.2 <i>Hausses tarifaires différenciées</i> .....	7
2.2. STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE.....	8
2.2.1 <i>Tarifs domestiques</i> .....	8
2.2.2 <i>Tarifs généraux</i> .....	10
<b>3. IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE.....</b>	<b>12</b>
3.1. REVENUS PRÉVUS PAR CATÉGORIES ET COMPOSANTES TARIFAIRES.....	12
3.2. FACTURE DES CLIENTS.....	13
3.2.1 <i>Tarifs domestiques</i> .....	13
3.2.1.1 Distribution des impacts.....	13
3.2.1.2 Impacts sur les factures mensuelles.....	14
3.2.1.3 Impacts sur le client moyen.....	14
3.2.1.4 Impacts sur des cas types d'habitation.....	15
3.2.1.5 Impacts sur les clients à faible revenu.....	15
3.2.2 <i>Tarifs généraux</i> .....	18
3.2.2.1 Distribution des impacts.....	18
3.2.2.2 Impacts sur les factures mensuelles.....	20
<b>4. POSITION CONCURRENTIELLE.....</b>	<b>22</b>
4.1. AU QUÉBEC.....	22
4.1.1 <i>Secteur résidentiel</i> .....	22
4.1.2 <i>Secteur commercial, institutionnel et industriel</i> .....	24
4.2. EN AMÉRIQUE DU NORD.....	25
<b>5. TARIFS PROPOSÉS.....</b>	<b>27</b>
<b>6. CALIBRAGE ET ÉVOLUTION DU TARIF DT.....</b>	<b>27</b>
6.1. CALIBRAGE DU TARIF DT.....	28
6.1.1 <i>Rappel du calibrage actuel du tarif DT</i> .....	28
6.1.2 <i>Ajustement du cas type</i> .....	29
6.1.2.1 Nouvelles données climatiques.....	29
6.1.2.2 Profil des consommateurs.....	34
6.2. RENTABILITÉ DU TARIF DT.....	36
6.3. AUTRES SUJETS ANALYSÉS.....	38
<b>7. SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX.....</b>	<b>38</b>
7.1. REMPLACEMENT DE LA PUISSANCE SOUSCRITE PAR UN MÉCANISME AUTOMATIQUE DE FIXATION DE LA PUISSANCE À FACTURER MINIMALE (PFM) AU TARIF M.....	38
7.2. ABAISSEMENT DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ DU TARIF M DE 100 kW À 50 kW.....	39
7.2.1 <i>Communication avec la clientèle</i> .....	39
7.2.2 <i>Suivi des transferts d'abonnements du tarif G vers les tarifs M ou G-9</i> .....	40
7.2.3 <i>Impact de la baisse du seuil d'admissibilité au tarif M sur les clients existants au tarif M</i> .....	40

7.3. RÉDUCTION DE LA DÉGRESSIVITÉ AUX TARIFS G ET M.....	41
<b>8. RETRAIT DU TARIF DE TRANSITION DESTINÉ AUX CLIENTS BÉNÉFICIAIRE D'UN CONTRAT SPÉCIAL .....</b>	<b>42</b>
<b>9. MODALITÉS DU TARIF L RELATIVES AU RODAGE DE NOUVEAUX ÉQUIPEMENTS.....</b>	<b>43</b>
9.1. PROBLÉMATIQUE .....	43
9.2. PROPOSITION .....	43
9.2.1 <i>Client existant</i> .....	44
9.2.2 <i>Nouveau client</i> .....	44
9.2.3 <i>Cessation des modalités relatives au rodage</i> .....	44
9.3. RESTRICTION.....	45
<b>10.TARIFS APPLICABLES POUR LA RÉGION DE SCHEFFERVILLE.....</b>	<b>45</b>
<b>11.TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE .....</b>	<b>45</b>
11.1. CONTEXTE .....	45
11.2. SERVICE GÉNÉRAL D'ÉCLAIRAGE PUBLIC .....	45
11.3. SERVICE COMPLET D'ÉCLAIRAGE PUBLIC .....	47
11.4. SERVICE D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE .....	48
<b>12.MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS.....</b>	<b>49</b>
12.1. TARIFS GÉNÉRAUX DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE .....	49
12.2. TARIFS GÉNÉRAUX DE GRANDE PUISSANCE .....	49
12.3. TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE .....	50
<b>ANNEXE A : DESCRIPTION DES TARIFS ET DES CLIENTÈLES .....</b>	<b>51</b>
<b>1. TARIFS DOMESTIQUES .....</b>	<b>53</b>
1.1 TARIF D.....	53
1.2 TARIF DM .....	55
1.3 TARIF DT .....	57
<b>2. TARIFS GÉNÉRAUX .....</b>	<b>58</b>
2.1 TARIF L .....	58
2.2 TARIF M .....	59
2.3 TARIF G .....	60
<b>ANNEXE B : CALCUL DES HAUSSES DIFFÉRENCIÉES .....</b>	<b>63</b>
<b>ANNEXE C : DISTRIBUTIONS DES IMPACTS.....</b>	<b>67</b>
<b>ANNEXE D : IMPACTS MENSUELS PAR COMPOSANTES .....</b>	<b>73</b>

## **1. CONTEXTE DE LA DEMANDE**

1 Les tarifs actuels d'Hydro-Québec Distribution apparaissent dans le document Tarifs et  
2 conditions du Distributeur (ci-après, le texte des Tarifs) en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011 tel  
3 qu'approuvé le 31 mars 2011 par la Régie dans sa décision D-2011-036<sup>1</sup> suite à la  
4 décision D-2011-028.<sup>2</sup>

5 La présente demande concerne les tarifs relatifs à l'année 2012-2013 ainsi que les  
6 modifications au texte des Tarifs qui en résulteront.

### **1.1. Suivi de la décision D-2011-028**

<b>Éléments de la décision</b>	<b>Référence</b>
Présenter un nouveau calibrage du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques et selon l'évolution du profil type de cette clientèle.	HQD-12, document 2 – Section 6
Procéder à un suivi annuel de l'implantation de chacun des éléments de la réforme des tarifs généraux et présenter les impacts réels de ces éléments après leur entrée en vigueur.	HQD-12, document 2 – Section 7

## **2. HAUSSE TARIFAIRE ET INTERFINANCEMENT POUR L'ANNÉE 2012-2013**

### **2.1. Hausses tarifaires proposées et impact sur l'interfinancement**

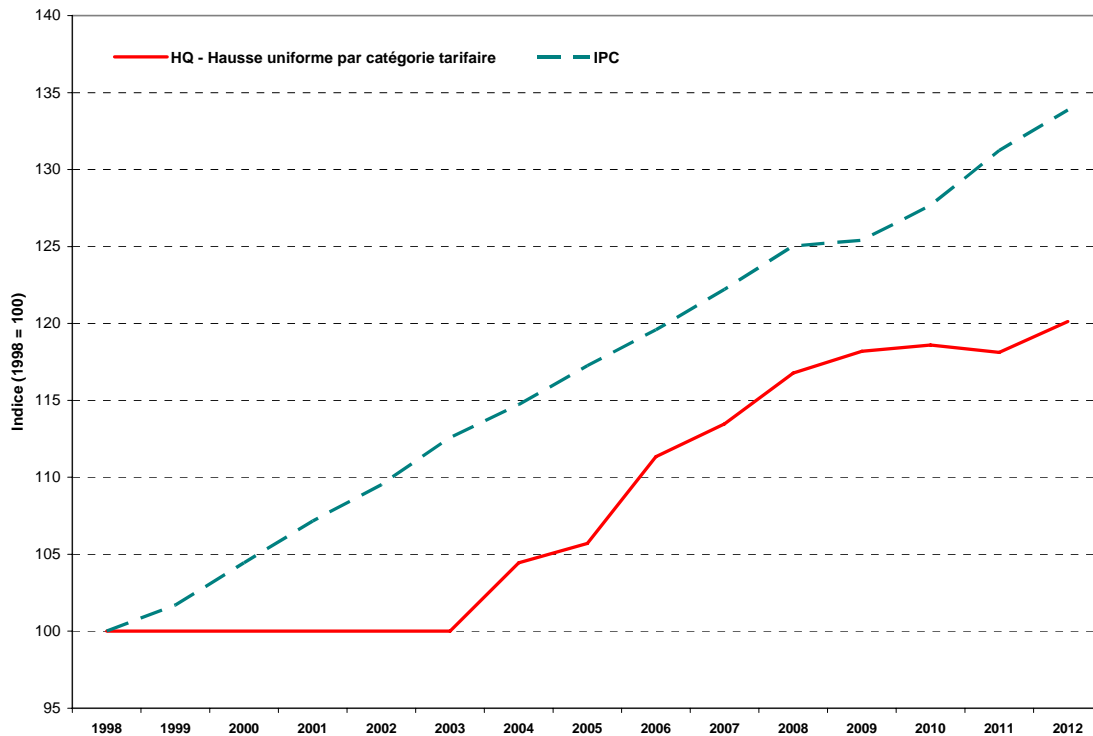
7 Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis pour l'année 2012, le Distributeur  
8 prévoit un manque à gagner de 165 M\$. Le Distributeur demande à la Régie  
9 d'approuver une augmentation globale des tarifs de 1,7 % à compter du 1<sup>er</sup> avril 2012,  
10 selon les prix proposés à la pièce HQD-12, document 3. La figure 1 présente l'évolution,

<sup>1</sup> Décision finale relative aux tarifs du Distributeur et à certaines modifications de ses conditions de services applicables à compter du 1<sup>er</sup> avril 2011.

<sup>2</sup> Décision concernant la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012.

- 1 sur la période 1998-2012, des prix à la consommation et des tarifs du Distributeur
- 2 incluant la hausse proposée.

**FIGURE 1**  
**ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRIX À LA CONSOMMATION 1998-2012**



### 2.1.1 Hausse tarifaire uniforme

- 3 Le Distributeur propose une hausse uniforme par catégories de consommateurs.<sup>3</sup>
- 4 Compte tenu de cette hausse uniforme, les indices d'interfinancement de 2012
- 5 demeurent stables avant et après la hausse tarifaire, comme le démontre le tableau 1.

<sup>3</sup> La description des tarifs et clientèles se trouve à l'annexe A.

**TABLEAU 1**  
**IMPACT SUR L'INDICE D'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE UNIFORME<sup>1</sup>**

	Revenus requis 2012 (M\$)	Revenus prévus 2012 avant hausse (M\$)	Indice d'inter- financement avant hausse (%)	Revenus prévus 2012 après hausse (M\$)	Indice d'inter- financement après hausse (%)
<b>Domestique</b>	5 671	4 640	83,3	4 719	83,3
<b>Petite puissance</b>	1 027	1 205	119,5	1 226	119,5
<b>Moyenne puissance</b>	1 618	2 087	131,3	2 123	131,3
<b>Grande puissance</b>	1 541	1 748	115,5	1 777	115,5
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	<b>9 858</b>	<b>9 680</b>	<b>100,0</b>	<b>9 845</b>	<b>100,0</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	898	898	s.o.	898	s.o.
<b>Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours</b>	0	0	s.o.	0	s.o.
<i>Total</i>	<b>10 755<sup>2</sup></b>	<b>10 578</b>	<b>s.o.</b>	<b>10 743<sup>3</sup></b>	<b>s.o.</b>

Notes

- 1) Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.
- 2) Après prise en compte des revenus autres que les ventes d'électricité.
- 3) Incluant la provision réglementaire de 53 M\$ provenant des mois de janvier à mars 2012.

**2.1.2 Hausses tarifaires différenciées**

- 1 En conformité avec les décisions D-2007-12<sup>4</sup> et D-2009-016<sup>5</sup>, le Distributeur soumet le
- 2 scénario de hausses différenciées reflétant la croissance des coûts de service
- 3 (tableau 2) et les scénarios d'écart maximal de 20 %, 30 % et 40 % (tableau 3).

<sup>4</sup> Voir page 94.

<sup>5</sup> Voir page 100.

**TABEAU 2**  
**IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉE**  
**(VARIATION DES COÛTS DE SERVICE)<sup>6</sup>**

	Interfinancement 2012		
	Hausse tarifaire 2012	Avant hausse	Après hausse
	(%)	(%)	(%)
Domestique	1,9	83,3	83,5
Petite puissance	1,2	119,5	119,0
Moyenne puissance	2,4	131,3	132,3
Grande puissance	0,7	115,5	114,3
<b>Total</b>	<b>1,7</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**TABEAU 3**  
**IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DIFFÉRENCIÉE**  
**(SCÉNARIOS D'ÉCART MAXIMAL)**

	Interfinancement avant hausse (%)	Scénario à 20%		Scénario à 30%		Scénario à 40%	
		Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)	Hausse tarifaire (%)	Interfinancement après hausse (%)
Domestique	83,3	1,75	83,4	1,79	83,4	1,84	83,4
Petite puissance	119,5	1,49	119,3	1,38	119,2	1,27	119,0
Moyenne puissance	131,3	2,04	131,8	2,21	132,0	2,38	132,2
Grande puissance	115,5	1,31	115,0	1,06	114,7	0,81	114,5
<i>Total - Tarifs réguliers</i>	100,0	1,70	100,0	1,70	100,0	1,70	100,0

## 2.2. Stratégie tarifaire proposée

### 2.2.1 Tarifs domestiques

- 1 Le Distributeur propose de poursuivre la réforme tarifaire approuvée par la Régie dans
- 2 sa décision D-2008-024 et reconfirmée dans sa décision D-2009-16. Cette réforme est
- 3 en continuité avec la stratégie tarifaire amorcée lors de la demande tarifaire 2005 et
- 4 reconnue par la Régie dans ses décisions D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12.

<sup>6</sup> Le détail des calculs apparaît à l'annexe B.



1 Les ajustements proposés au 1<sup>er</sup> avril 2012, en conformité avec cette réforme, sont les  
2 suivants :

- 3 • Un gel de la redevance;
- 4 • Une hausse plus importante du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie :
  - 5 ○ Pour les tarifs D et DM, le Distributeur propose de faire porter la
  - 6 hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2<sup>e</sup> tranche
  - 7 d'énergie que sur le prix de la 1<sup>re</sup> tranche afin de favoriser
  - 8 davantage l'efficacité énergétique;
  - 9 ○ Pour le tarif DT, le Distributeur propose de faire porter la totalité
  - 10 de la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en
  - 11 période de pointe<sup>7</sup>;
- 12 • Un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de 0,63 \$/kW de
- 13 la prime de puissance en été.

14 Les tableaux 4 et 5 présentent respectivement les tarifs D, DM et DT au 1<sup>er</sup> avril 2012  
15 incluant une hausse tarifaire de 1,7 % et tous les éléments de la réforme des tarifs  
16 domestiques.

---

<sup>7</sup> Le calibrage et l'évolution du tarif DT sont traités à la section 6.

**TABLEAU 4  
TARIFS D ET DM PROPOSÉS AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2012**

Tarifs D et DM	Structure tarifaire					
	Redevance	1 <sup>re</sup> tranche	2 <sup>e</sup> tranche	Ratio	Primes de puissance	
	¢/jour	¢/kWh		2 <sup>e</sup> / 1 <sup>re</sup>	Hiver \$/kW	Été
Actuel - 1 <sup>er</sup> avril 2011	40,64	5,39	7,51	1,39	6,21	1,26
Tarif proposé au 1 <sup>er</sup> avril 2012 - 1,7 %	40,64 0,0%	5,45 1,1%	7,70 2,5%	1,41	6,21 0,0%	1,89 50,0%

**TABLEAU 5  
TARIF DT PROPOSÉ AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2012**

Tarif DT	Structure tarifaire					
	Redevance	Hors pointe	Pointe	Ratio	Primes de puissance	
	¢/jour	¢/kWh		P / HP	Hiver \$/kW	Été
Actuel - 1 <sup>er</sup> avril 2011	40,64	4,30	18,32	4,26	6,21	1,26
Tarif proposé au 1 <sup>er</sup> avril 2012 - 1,7 %	40,64 0,0%	4,30 0,0%	21,56 17,7%	5,01	6,21 0,0%	1,89 50,0%

**2.2.2 Tarifs généraux**

1 Le Distributeur propose de poursuivre la réforme des tarifs généraux en ajustant  
 2 davantage les composantes les plus élastiques de ces tarifs, soit celles sur lesquelles  
 3 les clients peuvent agir. Le Distributeur propose de poursuivre la réduction de la  
 4 dégressivité des tarifs G et M, en tenant compte des constats présentés à la section 7.  
 5 Cette proposition est en continuité avec la stratégie tarifaire présentée dans le dossier  
 6 tarifaire déposé en 2007 (R-3644-2007) et son plan de déploiement déposé l'année  
 7 suivante (R-3677-2008).

1 Les ajustements proposés au 1<sup>er</sup> avril 2012 sont les suivants :

- 2       • Un gel de la redevance au tarif G;
- 3       • Une hausse des primes de puissance à la moitié de la hausse moyenne, sauf au  
4       tarif G où la prime de puissance est augmentée au même rythme que la hausse  
5       moyenne afin d'inciter les grands clients du tarif G à migrer vers les tarifs G-9 et  
6       M;
- 7       • Une hausse des crédits d'alimentation et du rajustement pour pertes de  
8       transformation correspondant à la hausse moyenne;
- 9       • Une hausse plus importante du prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie aux tarifs G et M.

10 Le tableau 6 présente les structures proposées pour les tarifs L, M et G au 1<sup>er</sup> avril 2012,  
11 sur la base des orientations proposées et incluant une hausse tarifaire de 1,7 % ainsi  
12 que les tarifs en date du 1<sup>er</sup> avril 2008, année de référence considérée initialement au  
13 plan de déploiement

**TABLEAU 6**  
**TARIFS GÉNÉRAUX PROPOSÉS POUR 2012**  
**INCLUANT UNE HAUSSE DE 1,7 %**

	2008	2011	2012 Tarifs proposés
<b>Tarif L</b>			
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,91	2,97	3,04
Prime de puissance (\$/kW)	12,18	12,18	12,27
<b>Tarif M</b>			
Prix 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	4,48	4,46	4,49
Prix 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	2,93	3,19	3,44
Prime de puissance (\$/kW)	13,44	13,44	13,53
<b>Tarif G</b>			
Redevance mensuelle (\$)	12,33	12,33	12,33
Prix 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	8,72	8,78	8,91
Prix 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	4,48	4,85	5,25
Prime de puissance (\$/kW)	15,54	15,54	15,81

### **3. IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE**

#### **3.1. Revenus prévus par catégories et composantes tarifaires**

- 1 La hausse proposée de 1,7 % permet d'augmenter globalement les revenus du
- 2 Distributeur de 165 M\$ en 2012, dont 111 M\$ du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre 2012.
- 3 Le tableau 7 donne une ventilation de la provenance des 111 M\$ par catégories
- 4 tarifaires.

**TABLEAU 7**  
**REVENUS GÉNÉRÉS PAR CATÉGORIES TARIFAIRES EN 2012 (M\$)<sup>1</sup>**

	Sans la hausse du 1 <sup>er</sup> avril 2012	Incluant la hausse du 1 <sup>er</sup> avril 2012	Différence
<b>Domestique</b>	4 640	4 690	49
<b>Petite puissance</b>	1 205	1 219	14
<b>Moyenne puissance</b>	2 087	2 113	26
<b>Grande puissance</b>	1 748	1 769	22
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	<b>9 680</b>	<b>9 792</b>	<b>111</b>
<b>Contrats spéciaux</b>	898	898	s.o.
<b>Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours</b>	0	0	0
<i>Total</i>	<b>10 578</b>	<b>10 690<sup>2</sup></b>	<b>111</b>

Notes :

- 1) Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.
- 2) Excluant la provision réglementaire de 53 M\$ provenant des mois de janvier à mars 2012.

### **3.2. Facture des clients**

#### **3.2.1 Tarifs domestiques**

##### **3.2.1.1 Distribution des impacts**

- 1 Le tableau 8 offre une distribution des impacts chez les clients domestiques. L'annexe C
- 2 présente une distribution plus complète de ces impacts.

**TABLEAU 8**  
**TARIF D : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 1,7 %**

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 0,5 (min : 0)	4,5
De 0,5 à 1	20,9
De 1 à 1,5	24,8
De 1,5 à 2	40,3
De 2 à 2,5	9,4
2,5 et plus (max : 9,5)	0,1
Total	100,0

**3.2.1.2 Impacts sur les factures mensuelles**

- 1 Le tableau 9 présente les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle de
- 2 consommations types. L'annexe D fournit l'impact par consommations types et par
- 3 composantes tarifaires.

**TABLEAU 9**  
**TARIF D : IMPACTS MENSUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE**  
**SUR LES CONSOMMATIONS TYPES**

Énergie kWh	Facture au tarif actuel \$	Facture au tarif proposé \$	Écart \$	Écart %
625	45,88	46,25	0,37	0,8
750	52,62	53,07	0,45	0,9
1 000	68,21	68,94	0,73	1,1
2 000	143,31	145,94	2,63	1,8
3 000	218,41	222,94	4,53	2,1

**3.2.1.3 Impacts sur le client moyen**

- 4 Le tableau 10 illustre les impacts de la hausse proposée sur la facture mensuelle
- 5 d'électricité des clients domestiques.

**TABLEAU 10  
TARIF D : IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE MENSUELLE  
MOYENNE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE**

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2010-2011	Facture mensuelle (\$)		Augmentation (\$)	Augmentation (%)
	Tarif actuel	Tarif incluant hausse de 1,7 %		
Moyenne des clients (17 287 kWh)	105,27	107,08	1,81	1,7
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (18 830 kWh)	113,96	115,95	1,99	1,7
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (13 237 kWh)	82,48	83,81	1,33	1,6
Client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité (26 484 kWh)	158,83	161,84	3,01	1,9

**3.2.1.4 Impacts sur des cas types d'habitation**

- 1 À titre illustratif, le tableau 11 présente les impacts de la hausse tarifaire sur certains cas
- 2 types d'habitation.

**TABLEAU 11  
IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR CERTAINS CAS TYPES  
D'HABITATION AU DOMESTIQUE**

Tarifs D et DM	Client moyen domestique	Logement	Petite maison	Moyenne maison - Chauffé à l'électricité -	Grande maison	Très grande maison	Maison imposante	Grand client	Client 1 <sup>re</sup> tranche	Multi-logement
	17 287 kWh	11 590 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh	42 818 kWh	62 840 kWh	100 kW 411 700 kWh	10 950 kWh	124 160 kWh
<b>Actuel - 1<sup>er</sup> avril 2011</b>	1 263 \$	820 \$	1 465 \$	1 906 \$	2 323 \$	3 132 \$	4 635 \$	32 600 \$	739 \$	8 861 \$
<b>Tarif proposé - 1<sup>er</sup> avril 2012</b>	22 \$ 1,7%	10 \$ 1,2%	25 \$ 1,7%	36 \$ 1,9%	47 \$ 2,0%	67 \$ 2,1%	105 \$ 2,3%	1 024 \$ 3,1%	7 \$ 0,9%	153 \$ 1,7%

**3.2.1.5 Impacts sur les clients à faible revenu**

- 3 Le Distributeur présente les impacts de la hausse tarifaire sur la clientèle à faible
- 4 revenu. Il utilise à cette fin les dernières données disponibles de Statistique Canada
- 5 relatives aux dépenses des ménages (données de 2009) d'où est extraite la dépense

- 1 moyenne par ménage pour l'électricité en fonction du revenu du ménage. Le tableau 12  
2 présente cette information par déciles de revenus.

**TABLEAU 12**  
**DESCRIPTION DES DÉCILES UTILISÉS**

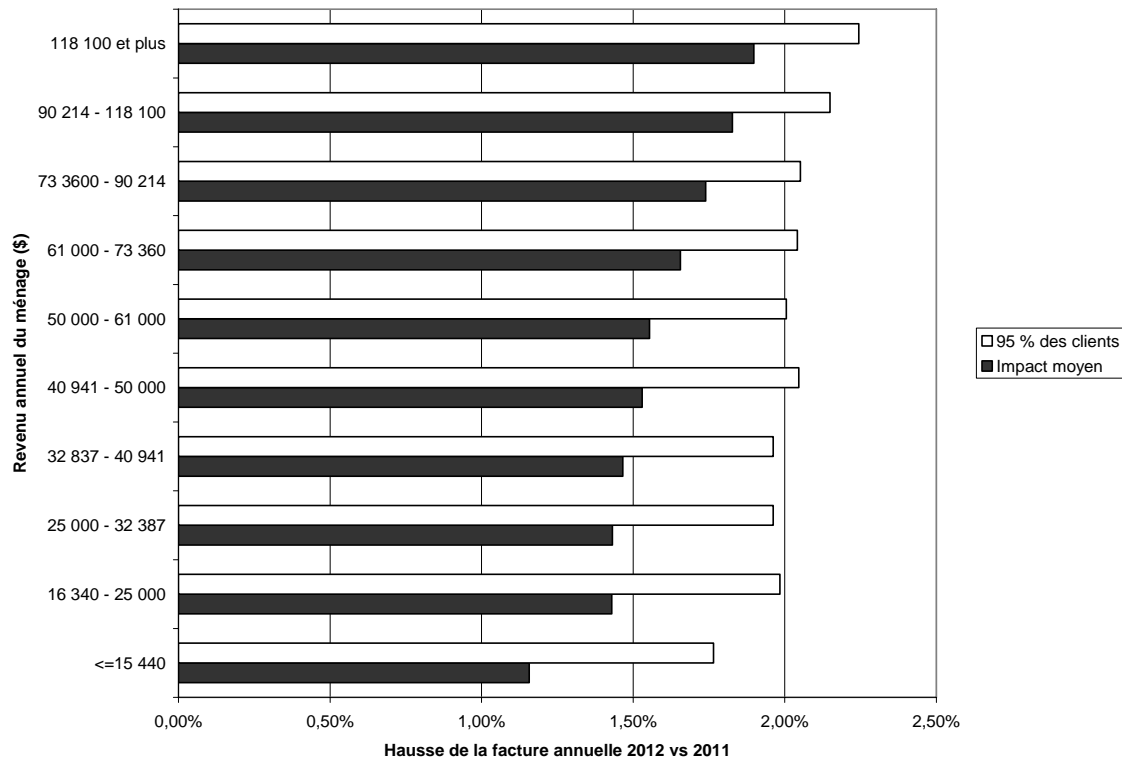
	Revenu annuel du ménage (\$)	Dépense annuelle moyenne pour l'électricité (\$)
1 <sup>er</sup> décile	16 340 et moins	863
2 <sup>e</sup> décile	16 340 - 25 000	1 144
3 <sup>e</sup> décile	25 000 - 32 387	1 147
4 <sup>e</sup> décile	32 837 - 40 941	1 190
5 <sup>e</sup> décile	40 941 - 50 000	1 395
6 <sup>e</sup> décile	50 000 - 61 000	1 432
7 <sup>e</sup> décile	61 000 - 73 360	1 496
8 <sup>e</sup> décile	73 360 - 90 214	1 676
9 <sup>e</sup> décile	90 214 - 118 100	1 916
10 <sup>e</sup> décile	118 100 et plus	2 261

- 3 Afin d'évaluer les impacts tarifaires maximums, le Distributeur a également demandé à  
4 Statistique Canada de produire, par déciles de revenu, la dépense annuelle pour  
5 l'électricité associée au 95<sup>e</sup> centile des répondants.  
6 Pour chacun des déciles de revenu annuel, l'impact moyen de la hausse proposée ainsi  
7 que l'impact maximal associé à 95 % des répondants apparaissent à la figure suivante.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Pour plus d'information sur la méthode utilisée pour calculer ces impacts, voir la pièce HQD-12, document 1 de la demande R-3677-2008, section 3.2.1.5.



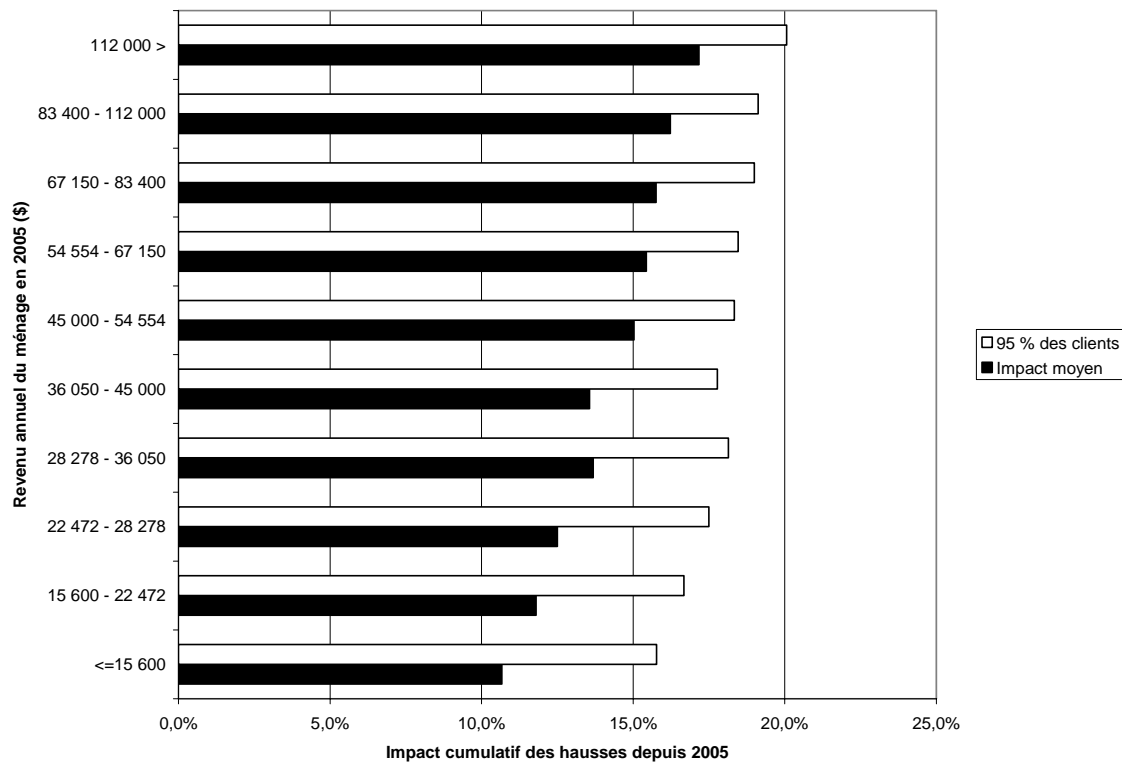
**FIGURE 2**  
**DISPERSION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SELON LE DÉCILE DE REVENU**



La stratégie d'appliquer une hausse tarifaire plus importante en 2<sup>e</sup> tranche a débuté au 1<sup>er</sup> avril 2006. La figure suivante illustre l'impact cumulatif de cette stratégie en prenant comme base la dépense des ménages de 2005<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Ibidem.

**FIGURE 3**  
**DISPERSION DES IMPACTS CUMULATIFS DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE DEPUIS 2005**  
**SELON LE DÉCILE DE REVENU INCLUANT LA HAUSSE TARIFAIRE DE 1,7 %**



### 3.2.2 Tarifs généraux

#### 3.2.2.1 Distribution des impacts

##### Tarif L

- 1 Les impacts de la hausse tarifaire proposée sur la clientèle au tarif L sont présentés au
- 2 tableau 13. Un graphique de la distribution des impacts figure à l'annexe C.

**TABLEAU 13**  
**TARIF L : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 1,7 %**

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1,5 (min : 1,3)	9,6
De 1,5 à 1,7	64,2
1,7 et plus (max : 1,8)	26,2
Total	100,0

*Tarif M*

- 1 Le tableau 14 présente les impacts de la hausse proposée sur les clients du tarif M. Un
- 2 graphique de la distribution des impacts figure à l'annexe C.

**TABLEAU 14**  
**TARIF M : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 1,7 %**

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 0,7 (min : 0,5)	83,5
De 0,7 à 1,7	8,3
De 1,7 à 2,7	4,1
De 2,7 à 3,7	3,0
3,7 et plus (max : 4,6)	1,1
Total	100,0

*Tarif G*

- 3 Le tableau 15 présente les impacts de la hausse proposée sur la clientèle au tarif G. Un
- 4 graphique de la distribution des impacts figure à l'annexe C.

**TABLEAU 15**  
**TARIF G : IMPACTS ANNUELS D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 1,7 %**

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 0,7 (min : 0)	8,9
De 0,7 à 1,7	85,3
De 1,7 à 2,7	4,3
De 2,7 à 3,7	1,3
3,7 et plus (max : 6,2)	0,2
<b>Total</b>	<b>100,0</b>

**3.2.2.2 Impacts sur les factures mensuelles**

*Tarif L*

- 1 Le tableau 16 présente les variations de factures engendrées par l'application de la
- 2 hausse proposée pour des consommations types au tarif L.
- 3 Pour l'ensemble des tarifs généraux, les impacts par consommations types et
- 4 composantes tarifaires sont présentés à l'annexe D.

**TABLEAU 16**  
**TARIF L : IMPACTS MENSUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE**  
**SUR LES CONSOMMATIONS TYPES**

<i>Puissance</i>	<i>Énergie</i>	<i>Facture au tarif d'avril 2011</i>	<i>Facture au tarif d'avril 2012</i>	<i>Écart</i>	<i>Écart</i>
<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>%</i>
5 000	2 340 000	125 015	127 014	2 000	1,6%
5 000	3 060 000	146 399	148 902	2 504	1,7%
10 000	5 760 000	266 265	270 750	4 485	1,7%
30 000	17 520 000	805 923	819 546	13 623	1,7%
50 000	23 400 000	1 170 945	1 189 590	18 645	1,6%
50 000	30 600 000	1 384 785	1 408 470	23 685	1,7%
50 000	32 750 000	1 448 640	1 473 830	25 190	1,7%

*Tarif M*

- 1 Le tableau 17 présente les variations de factures mensuelles pour des consommations  
2 types au tarif M suite à l'application de la hausse tarifaire proposée.

**TABLEAU 17**  
**TARIF M : IMPACTS MENSUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE**  
**SUR LES CONSOMMATIONS TYPES**

<i>Puissance</i>	<i>Énergie</i>	<i>Facture au tarif d'avril 2011</i>	<i>Facture au tarif d'avril 2012</i>	<i>Écart</i>	<i>Écart</i>
<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>%</i>
100	25 000	2 459	2 476	17	0,7%
500	200 000	15 640	15 745	105	0,7%
1 000	400 000	28 867	29 495	628	2,2%
2 500	1 170 000	70 898	73 542	2 644	3,7%

*Tarif G*

- 3 Le tableau 18 présente les variations de factures mensuelles engendrées par  
4 l'application de la hausse proposée pour des consommations types au tarif G.

**TABLEAU 18**  
**TARIF G : IMPACTS MENSUELS DE LA HAUSSE PROPOSÉE**  
**SUR LES CONSOMMATIONS TYPES**

<i>Puissance</i>	<i>Énergie</i>	<i>Facture au tarif d'avril 2011</i>	<i>Facture au tarif d'avril 2012</i>	<i>Écart</i>	<i>Écart</i>
<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>\$</i>	<i>%</i>
6	750	78	79	1	1,3%
14	2 000	188	191	3	1,4%
40	10 000	890	903	13	1,5%
55	20 000	1 653	1 694	41	2,5%

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

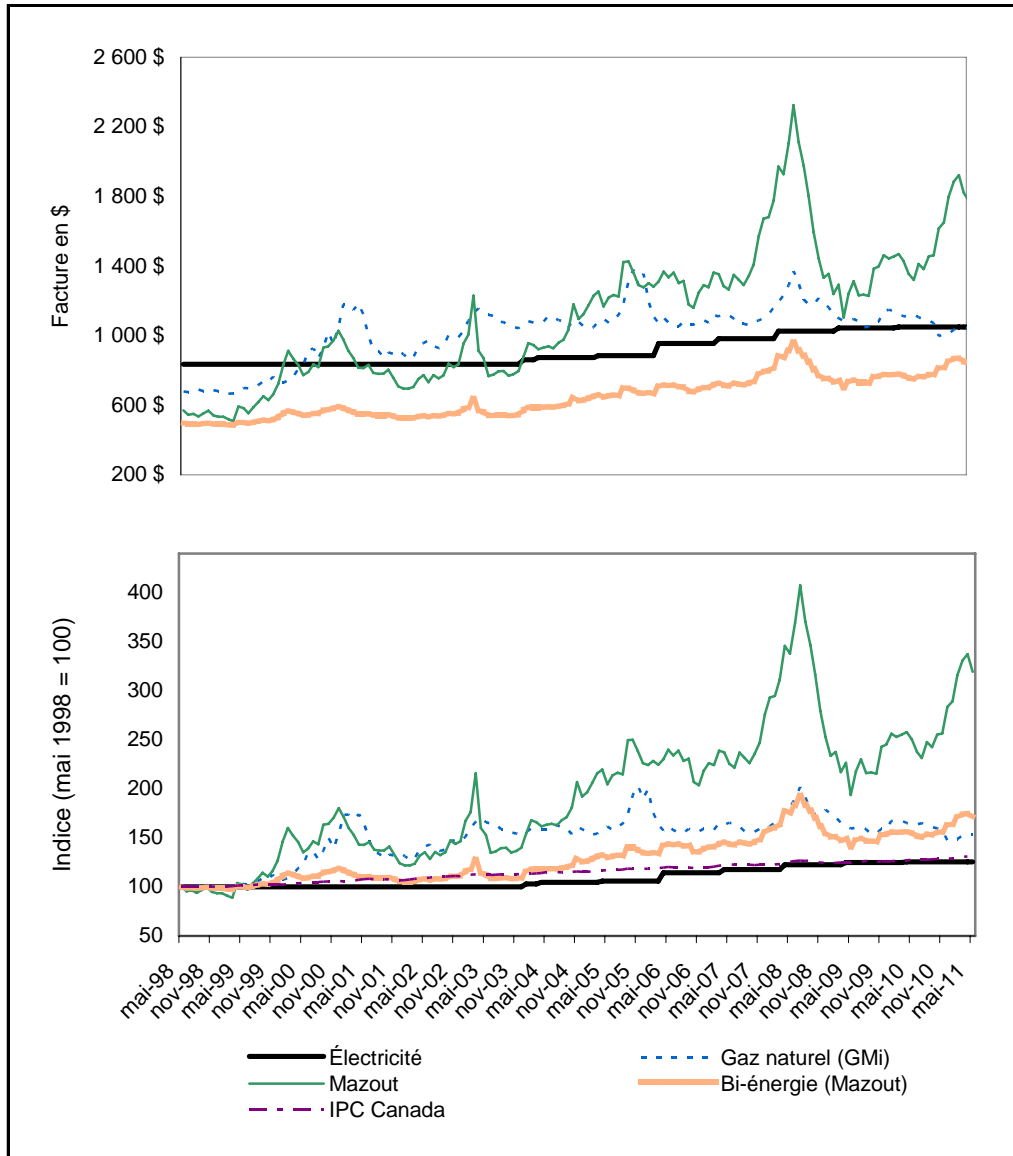
##### **4.1. Au Québec**

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

##### **4.1.1 Secteur résidentiel**

4 La fluctuation importante des prix des combustibles des dernières années, présentée à  
5 la figure 4, a créé un environnement instable et peu attrayant pour le consommateur  
6 résidentiel. Depuis mai 1998, la facture de chauffage des locaux pour une maison  
7 unifamiliale moyenne chauffée au mazout ou au gaz naturel a crû respectivement de  
8 237 % et de 53 %.

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



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

- 1 Le tableau 19 présente les prix unitaires pour le chauffage des locaux au cours de l'hiver
- 2 2010-2011 et l'équivalent en ¢/kWh pour deux niveaux d'efficacité d'appareils de
- 3 chauffage aux combustibles (70 %, taux d'efficacité moyen et 90 %, appareil à haut
- 4 rendement énergétique).

**TABLEAU 19  
FRAIS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX  
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL  
HIVER 2010-2011**

	Électricité		Mazout no. 2 <sup>1</sup>		Fourniture et compression	Transport, équilibrage et Fonds vert <sup>2</sup>	Distribution <sup>3</sup>	Gaz naturel		
	(¢/kWh)	(¢/litre)	(¢/kWh-é)					(¢/m <sup>3</sup> )	Total (¢/kWh-é)	
			@70%	@90%					@70%	@90%
Août 2010	7,51	75,97	10,06	7,82	19,767	10,981	27,208	57,956	7,87	6,12
Septembre 2010	7,51	74,38	9,85	7,66	19,222	10,981	27,208	57,411	7,79	6,06
Octobre 2010	7,51	78,38	10,38	8,07	18,823	10,981	27,208	57,012	7,74	6,02
Novembre 2010	7,51	78,67	10,41	8,10	18,035	10,981	27,208	56,224	7,63	5,94
Décembre 2010	7,51	87,02	11,52	8,96	17,994	9,511	24,801	52,306	7,10	5,52
Janvier 2011	7,51	88,74	11,75	9,14	18,558	9,511	24,801	52,870	7,18	5,58
Février 2011	7,51	96,81	12,82	9,97	18,652	9,511	24,801	52,964	7,19	5,59
Mars 2011	7,51	101,52	13,44	10,45	17,769	11,614	24,801	54,184	7,35	5,72
Avril 2011	7,51	103,45	13,69	10,65	18,231	11,614	24,801	54,646	7,42	5,77
Moyenne pondérée par les degrés-jours de chauffage	7,51	90,75	12,01	9,34	18,304	10,306	25,303	53,914	7,32	5,69

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

2) Excluant les ajustements d'inventaires.

3) Chauffage des locaux pour une maison moyenne (158 m<sup>2</sup>) située à Montréal, excluant les frais de base. La majorité des clients résidentiels de Gaz Métro retirent uniquement du gaz en 1<sup>re</sup> tranche du tarif de distribution D1 (qui compte 9 tranches dégressives).

#### **4.1.2 Secteur commercial, institutionnel et industriel**

1 La concurrence des combustibles pour le chauffage de l'espace dans le secteur  
 2 commercial, institutionnel et industriel est plus forte que dans le secteur résidentiel. Pour  
 3 évaluer la position concurrentielle de l'électricité dans ce marché, il faut considérer les  
 4 besoins en énergie et en puissance pour le chauffage à la marge des autres usages. Le  
 5 tableau 20 trace le portrait de la situation pour l'hiver 2010-2011 pour un édifice à  
 6 bureaux, en considérant seulement la facture énergétique pour deux niveaux d'efficacité  
 7 d'appareils de chauffage aux combustibles.



**TABLEAU 20**  
**FRAIS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DE L'ESPACE**  
**ÉDIFICE À BUREAUX SITUÉ À MONTRÉAL<sup>1</sup>**  
**HIVER 2010- 2011**

	Électricité (¢/kWh)	Mazout no. 2 <sup>2</sup> (¢/kWh-é)		Gaz naturel <sup>3</sup> (¢/kWh-é)	
		@70%	@90%	@70%	@90%
Août 2010	7,38	8,95	7,02	5,91	4,68
Septembre 2010	7,38	8,75	6,86	5,84	4,62
Octobre 2010	7,38	9,12	7,15	5,78	4,58
Novembre 2010	7,38	9,58	7,49	5,68	4,50
Décembre 2010	7,05	10,16	7,97	5,41	4,29
Janvier 2011	7,05	10,36	8,13	5,48	4,35
Février 2011	7,05	11,27	8,84	5,50	4,36
Mars 2011	7,05	11,98	9,38	5,66	4,49
Avril 2011	7,05	12,14	9,51	5,73	4,54

1) Édifice de 9 étages au tarif M (superficie de 10 400 m<sup>2</sup>).

2) Prix de détail et prix à la rampe de chargement de Montréal (excluant le transport pour ce dernier).

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

#### 4.2. En Amérique du Nord

- 1 Le tableau 21 met en perspective les résultats de l'analyse annuelle, effectuée par le
- 2 Distributeur, des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Les données sont tirées de la publication à venir de la *Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines (avril 2011)* qui sera disponible sous peu en version électronique sur le site Web d'Hydro-Québec.

**TABLEAU 21**  
**INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD**  
**(AVRIL 2011)**

	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	189	142	146	204
- Winnipeg	107	80	76	88
- Moncton	173	140	152	150
- Edmonton	240	179	149	185
- Vancouver	113	96	84	110
Villes Américaines				
- New York	325	249	254	264
- Chicago	175	119	110	144
- Détroit	188	124	116	139
- Portland	138	98	92	120
- Seattle	113	72	79	117

- 1 Les hausses tarifaires obtenues ou demandées par les distributeurs d'électricité au
- 2 Canada sont présentées au tableau 22. Même après la hausse tarifaire demandée pour
- 3 le 1<sup>er</sup> avril 2012, Hydro-Québec Distribution continuera de fournir aux Québécois
- 4 l'électricité à un prix avantageux.

**TABLEAU 22  
HAUSSES TARIFAIRES OBTENUES OU DEMANDÉES  
DES DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date d'entrée en vigueur	%	Remarques
<b>Hausses tarifaires accordées</b>			
Hydro-Québec	1 <sup>er</sup> avril 2010	0,35 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2011	-0,41 %	
BC Hydro (BC)	1 <sup>er</sup> avril 2010	6,11 %	
	1 <sup>er</sup> mai 2011	8,00 %	Hausse intérimaire.
Énergie Nouveau Brunswick (NB)	1 <sup>er</sup> juin 2010	3,0 %	
ENMAX Calgary (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2010	-12,0 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> avril 2011	64,0 % <sup>(1)</sup>	Hausse importante du prix de la fourniture.
EPCOR Energy (AB)	1 <sup>er</sup> avril 2010	-9,0 % <sup>(1)</sup>	
	1 <sup>er</sup> avril 2011	77,0 % <sup>(1)</sup>	Hausse importante du prix de la fourniture.
Hydro Ottawa (ON) <sup>(3)</sup>	1 <sup>er</sup> mai 2010	7,9 % <sup>(2)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2011	2,2 % <sup>(2)</sup>	
Manitoba Hydro (MB)	1 <sup>er</sup> avril 2010	2,84 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2011	2,00 %	Hausse intérimaire.
Maritime Electric (PE)	1 <sup>er</sup> mars 2011	-14,0 %	
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 <sup>er</sup> janvier 2010	3,5 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2011	7,7 %	
Newfoundland Power (NL)	1 <sup>er</sup> janvier 2010	3,5 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2010	1,7 %	
	1 <sup>er</sup> janvier 2011	0,8 %	
	1 <sup>er</sup> juillet 2011	7,7 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 <sup>er</sup> janvier 2011	0,28 %	
SaskPower (SK)	1 <sup>er</sup> août 2010	4,5 %	
Toronto Hydro (ON)	1 <sup>er</sup> mai 2010	10,7 % <sup>(2)</sup>	
	1 <sup>er</sup> mai 2011	2,7 % <sup>(2)</sup>	
<b>Hausses tarifaires demandées</b>			
Hydro-Québec	1 <sup>er</sup> avril 2012	1,7 %	
BC Hydro (BC)	1 <sup>er</sup> avril 2012	9,73 %	
	1 <sup>er</sup> avril 2013	9,73 %	
Énergie Nouveau Brunswick (NB)			Aucune hausse tarifaire prévue jusqu'au 30 septembre 2013.
Maritime Electric (PE)			Aucune hausse tarifaire prévue pour 2012 et 2013.
Nova Scotia Power	1 <sup>er</sup> janvier 2012	7,3 %	

Notes :

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

2) Impact sur la facture annuelle (client résidentiel de 800 kWh par mois).

## 5. TARIFS PROPOSÉS

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

## 6. CALIBRAGE ET ÉVOLUTION DU TARIF DT

- 4 Dans sa décision D-2011-028, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le
- 5 cadre du prochain dossier tarifaire, un nouveau calibrage du tarif DT en fonction des

1 nouvelles données climatiques et selon l'évolution du profil type de cette clientèle.<sup>11</sup>  
2 Cette section répond à cette demande et présente également la rentabilité du tarif DT.  
3 Les propositions du Distributeur sur le sujet ont d'ailleurs été présentées à la Régie et  
4 aux intervenants dans le cadre d'une séance de travail tenue le 25 mai 2011.<sup>12</sup>

### **6.1. Calibrage du tarif DT**

5 Le calibrage du tarif DT permet d'établir le niveau d'économie du client au tarif DT et  
6 ultimement, d'évaluer son intérêt à continuer de fonctionner en mode bi-énergie et à  
7 s'effacer en période de pointe.<sup>13</sup>

#### **6.1.1 Rappel du calibrage actuel du tarif DT**

8 Le tarif DT est calibré sur la base d'un cas type. Celui-ci correspond à une résidence  
9 unifamiliale moyenne (158 m<sup>2</sup>) située à Montréal pour laquelle les besoins de chauffage  
10 des locaux ainsi que le profil de consommation d'électricité sans usage estival particulier  
11 (climatisation ou chauffage de piscine), sont établis actuellement en fonction de la  
12 normale climatique 1963-1991. La consommation du cas type selon la normale  
13 climatique 1963-1991 est présentée au tableau 23.

---

<sup>11</sup> La Régie demande également, dans sa décision D-2011-028, de faire une promotion plus active de la bi-énergie et du tarif DT. Ces éléments sont traités à la section 3 de l'annexe D de la pièce HQD-8, document 8.

<sup>12</sup> Le document de présentation est disponible sur le site de la Régie en suivi de la décision D-2011-028 : [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD\\_PresentationSeanceInfo\\_27mai2011.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD_PresentationSeanceInfo_27mai2011.pdf)

<sup>13</sup> La période de pointe du tarif DT fait référence aux heures durant lesquelles la température extérieure est inférieure à -12°C ou à -15°C, selon les zones climatiques définies par le Distributeur.

**TABLEAU 23**  
**CONSOMMATION DU CAS TYPE SELON LA NORMALE CLIMATIQUE 1963-1991**

Usages	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)
Chauffage des locaux	14 035	3 163	23%
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449	1 211	10%
Total	26 484	4 374	17%

1 Les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avant  
2 effacement de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du  
3 cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D.

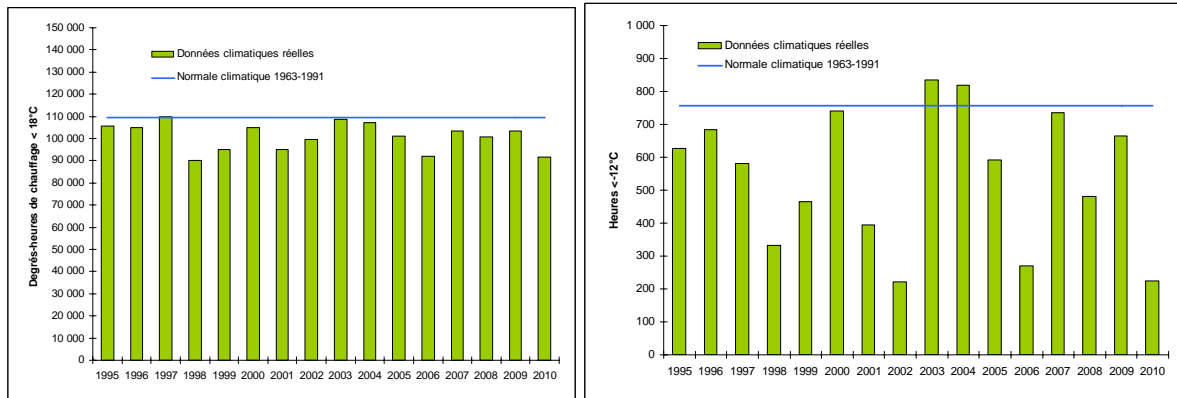
4 C'est en fonctionnant en mode bi-énergie que le client au tarif DT réalise ses  
5 économies. Ces dernières dépendent à la fois du calibrage des tarifs D et DT, du profil  
6 réel de consommation du client incluant son effacement en période de pointe, de ses  
7 achats de combustible et de l'écart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

### **6.1.2 Ajustement du cas type**

#### **6.1.2.1 Nouvelles données climatiques**

11 Le réchauffement climatique constaté ces dernières années réduit les degrés-heures de  
12 chauffage ainsi que le nombre d'heures en période de pointe (voir les figures 5 et 6  
13 suivantes).

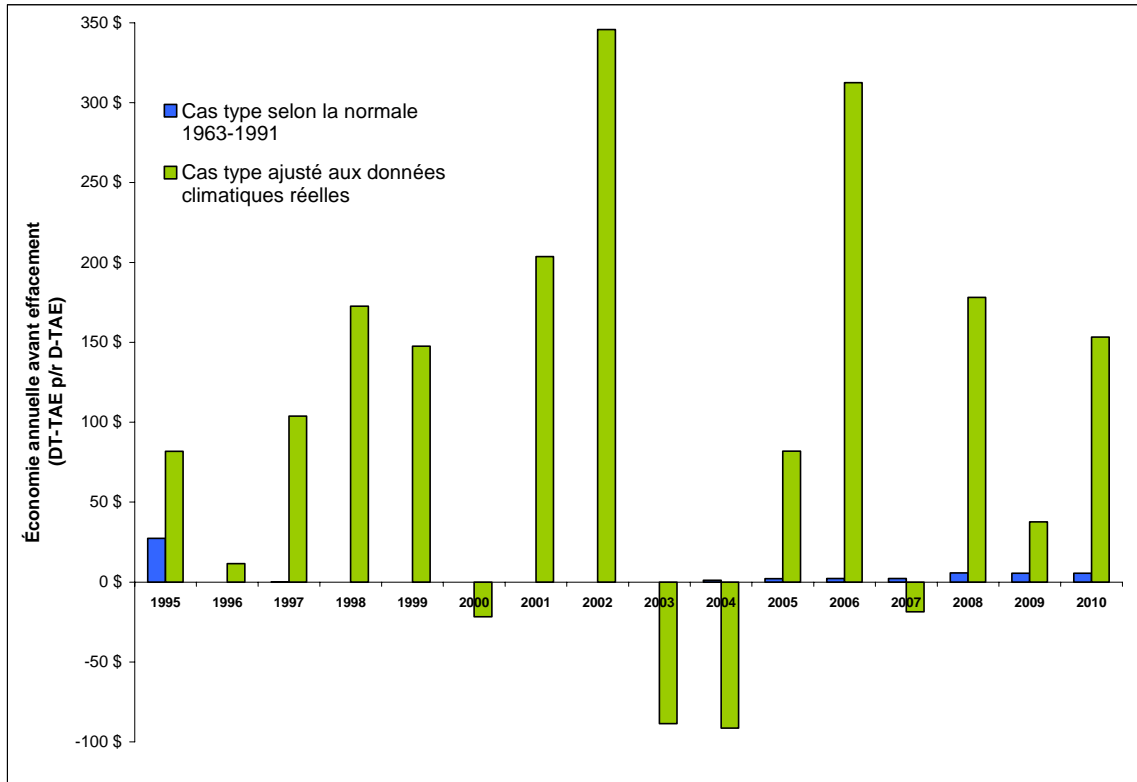
**FIGURES 5 ET 6**  
**ÉVOLUTION DES DEGRÉS-HEURES DE CHAUFFAGE ET DU NOMBRE D'HEURES SOUS -12°C**  
**DONNÉES CLIMATIQUES RÉELLES 1995-2010 ET NORMALE 1963-1991**



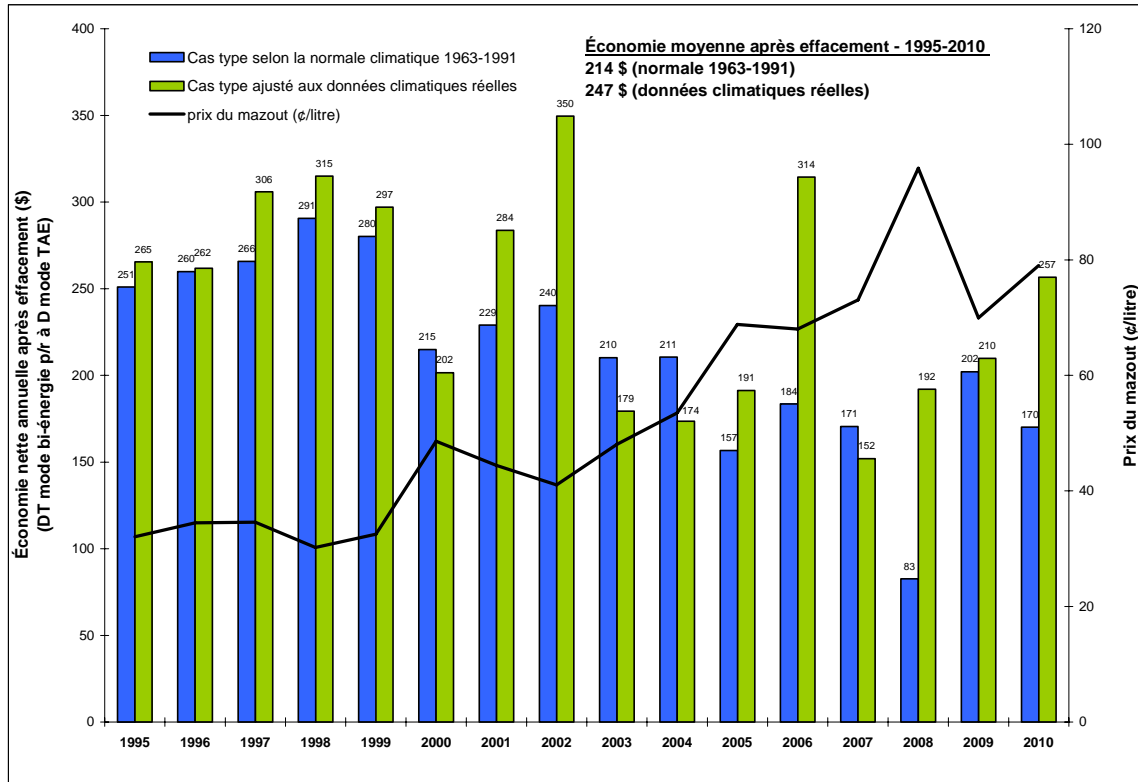
1 Conséquemment, les besoins de chauffage des locaux ainsi que la consommation en  
 2 pointe associée au cas type selon la normale climatique 1963-1991 sont surestimés par  
 3 rapport aux conditions climatiques actuelles.<sup>14</sup> Le tarif DT calibré à partir de ce cas type  
 4 confère donc aux clients au tarif DT une économie avant effacement (figure 7) et une  
 5 économie réelle après effacement supérieures à l'économie estimée par le Distributeur  
 6 (figure 8).

<sup>14</sup> Pour 15 des 16 dernières années dans le cas des degrés-heures de chauffage et pour 14 des 16 dernières années pour les heures de pointe.

**FIGURE 7**  
**ÉVOLUTION DE L'ÉCONOMIE ANNUELLE AVANT EFFACEMENT**



**FIGURE 8**  
**ÉVOLUTION DE L'ÉCONOMIE NETTE ANNUELLE APRÈS EFFACEMENT**



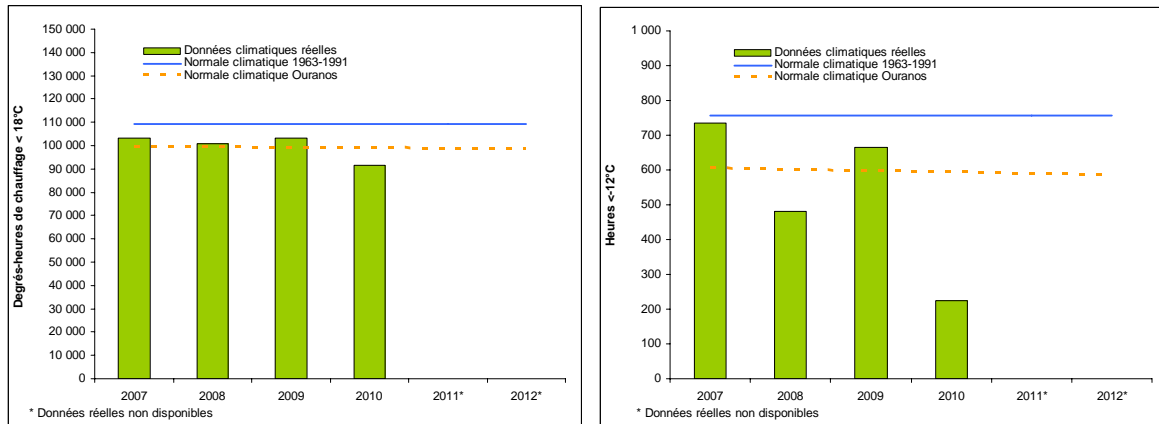
1 Le Distributeur propose d'ajuster annuellement le cas type sur la base de la normale  
 2 climatique Ouranos définie en 2007 aux fins de la prévision de la demande. Reconnue  
 3 par la Régie dans sa décision D-2008-024<sup>15</sup>, cette normale climatique est basée sur la  
 4 moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un  
 5 réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971. Dans le cadre du  
 6 présent dossier tarifaire, le Distributeur utilise la normale climatique Ouranos applicable  
 7 à l'année 2012 pour établir le tarif DT au 1<sup>er</sup> avril 2012.<sup>16</sup> Tel qu'illustré aux figures  
 8 suivantes, l'utilisation de cette normale permet de se rapprocher des conditions  
 9 climatiques réelles observées depuis 2007.

<sup>15</sup> Dossier R-3644-2007.

<sup>16</sup> Il est à noter que les analyses présentées lors de la séance de travail du 25 mai dernier étaient établies sur la base de la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2011. Les tableaux de la présentation diffèrent donc légèrement de ceux présentés ici.



**FIGURES 9 ET 10**  
**DEGRÉS-HEURES DE CHAUFFAGE ET NOMBRE D'HEURES SOUS -12°C**  
**DONNÉES CLIMATIQUES RÉELLES 1995-2010, NORMALES OURANOS ET 1963-1991**



- 1 Le tableau 24 présente le cas type ajusté sur la base de la normale climatique
- 2 Ouranos applicable à l'année 2012. Par rapport au cas type selon la normale 1963-
- 3 1991, les besoins annuels de chauffage passent de 14 035 kWh à 12 661 kWh et la
- 4 proportion annuelle de la consommation en pointe avant effacement passe de 17 % à
- 5 14 %.

**TABLEAU 24**  
**CONSOMMATION DU CAS TYPE SELON LA NORMALE CLIMATIQUE OURANOS 2012**

Usages	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)
Chauffage des locaux	12 661	2 593	20%
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449	938	8%
<b>Total</b>	<b>25 110</b>	<b>3 531</b>	<b>14%</b>

- 6 Le Distributeur propose de recalibrer au 1<sup>er</sup> avril 2012 le tarif DT pour tenir compte du
- 7 cas type selon la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012 en haussant
- 8 uniquement le prix de pointe. Cette stratégie est en ligne avec l'actuelle stratégie qui
- 9 vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en

1 pointe. Par ailleurs, la hausse du prix de pointe, contrairement à celle du prix hors  
2 pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client.

3 Le Distributeur présente au tableau 25, à titre illustratif, le recalibrage du tarif DT à  
4 revenus constants afin d'identifier son impact sur l'économie du cas type. Ainsi, le  
5 recalibrage à revenus constants permet d'éliminer l'économie avant effacement et  
6 occasionne une légère diminution de l'économie après effacement.<sup>17</sup>

**TABLEAU 25**  
**RECALIBRAGE ILLUSTRATIF DU TARIF DT À REVENUS CONSTANTS**  
**POUR TENIR COMPTE DE LA NORMALE CLIMATIQUE OURANOS 2012**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)
Actuel	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 18,32 ¢/kWh	Avant effacement	81 \$
		Après effacement *	118 \$
		% économie p/r D	6%
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 20,61 ¢/kWh	Avant effacement	0 \$
		Après effacement *	96 \$
		% économie p/r D	5%

\* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

### 6.1.2.2 Profil des consommateurs

7 Le niveau du prix hors pointe du tarif DT par rapport à celui des prix du tarif D,  
8 particulièrement celui de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie, permet aux clients du tarif DT ayant  
9 des usages estivaux de réaliser des économies avant effacement malgré le recalibrage  
10 du tarif DT sur la base du cas type Ouranos 2012. Le tableau 26 présente les  
11 économies générées par une consommation additionnelle de 800 kWh (climatisation) ou  
12 de 4 800 kWh (climatisation et piscine chauffée) en période hors pointe du tarif DT  
13 (4,30 ¢/kWh) plutôt qu'à la 2<sup>e</sup> tranche du tarif D (7,51 ¢/kWh).<sup>18</sup>

<sup>17</sup> Le recalibrage du tarif DT en haussant uniquement le prix hors pointe à 4,67 ¢/kWh aurait diminué l'économie après effacement à 37 \$.

<sup>18</sup> Selon le profil de consommation du cas type ajusté sur la base de la normale climatique Ouranos 2012, 94 kWh d'usages estivaux sont facturés au prix de la 1<sup>re</sup> tranche du tarif D.

**TABLEAU 26**  
**ÉCONOMIES DU CAS TYPE AVEC USAGES ESTIVAUX AU TARIF DT RECALIBRÉ**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 20,61 ¢/kWh	Avant effacement	0 \$	24 \$	152 \$
		Après effacement * % économie p/r D	96 \$ 5%	120 \$ 6%	248 \$ 11%

\* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

- 1 Les usages estivaux génèrent effectivement des économies avant effacement.
- 2 Néanmoins, le Distributeur ne propose pas de recalibrer le tarif DT afin de les éliminer.
- 3 Comme le tableau 27 suivant permet de le constater, les clients au tarif DT qui n'ont pas
- 4 d'usages estivaux<sup>19</sup> en seraient pénalisés puisque ceux-ci auraient un surcoût avant
- 5 effacement. Le Distributeur s'engage néanmoins à s'assurer que les économies
- 6 générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à
- 7 la rentabilité de la bi-énergie.

**TABLEAU 27**  
**RECALIBRAGE ILLUSTRATIF DU TARIF DT À REVENUS CONSTANTS**  
**POUR TENIR COMPTE DES USAGES ESTIVAUX**

Tarif DT	Prix de l'énergie	Économie	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Recalibré	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 21,28 ¢/kWh	Avant effacement	-24 \$	0 \$	128 \$
		Après effacement *	90 \$	114 \$	242 \$
	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh Pointe @ 24,92 ¢/kWh	Avant effacement	-152 \$	-128 \$	0 \$
		Après effacement *	56 \$	79 \$	208 \$

\* Compte tenu d'un prix du mazout de 1,03 \$/litre (Régie, 25 avril 2011)

<sup>19</sup> Parmi les clients au tarif DT, 30 % ne climatisent pas et 95 % ne possèdent pas de piscine chauffée.

**6.2. Rentabilité du tarif DT**

1 Tel que mentionné précédemment, l'économie nette du client DT fonctionnant en mode  
 2 bi-énergie dépend, entre autres, du calibrage des tarifs D et DT. Or, la stratégie tarifaire  
 3 actuelle, qui est de hausser deux fois plus le prix de la 2<sup>e</sup> tranche que celui de la  
 4 1<sup>re</sup> tranche du tarif D et de hausser uniquement le prix de pointe au tarif DT, a pour effet  
 5 d'accroître les économies des clients au tarif DT. Le Distributeur doit donc s'assurer que  
 6 l'évolution du tarif DT ne compromette pas la rentabilité du parc bi-énergie pour  
 7 l'ensemble de la clientèle du Distributeur tout en maintenant l'intérêt des clients au tarif  
 8 DT à fonctionner en mode bi-énergie.

9 À titre illustratif, le Distributeur présente un scénario où une économie d'environ 200 \$  
 10 en termes réels permettrait d'assurer la rentabilité du tarif DT tant du point de vue du  
 11 client que du Distributeur. Dans ce scénario, seul le prix de pointe est haussé jusqu'à ce  
 12 que ce niveau d'économie soit atteint. Une fois atteint, le prix hors pointe augmente,  
 13 permettant ainsi d'améliorer le signal de prix pour les usages estivaux. Toutes choses  
 14 étant égales par ailleurs, le tableau 28 illustre la rentabilité de la bi-énergie en supposant  
 15 l'application de ces paramètres pour les 20 prochaines années.

**TABLEAU 28**  
**RENTABILITÉ DE LA BI-ÉNERGIE**

COÛTS ACTUALISÉS (\$2012) - HORIZON 20 ANS	Cas type (Ouranos 2012 sans usages estivaux)	Cas type avec climatisation (+ 800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+ 4 800 kWh)
Rentabilité du client bi-énergie	3 144 \$	3 658 \$	6 546 \$
Rentabilité du Distributeur	2 804 \$	2 358 \$	-155 \$

16 Dans ce scénario illustratif, la valeur actualisée des économies nettes devrait permettre  
 17 au client de couvrir la totalité du surcoût associé au renouvellement complet de son  
 18 système bi-énergie par rapport à l'acquisition d'un système TAE dès la première moitié  
 19 de la période analysée s'il utilise des usages estivaux et au cours de la seconde moitié

1 s'il n'en utilise pas.<sup>20</sup> Il s'agit ici d'une analyse conservatrice puisque le client fera plutôt  
2 face à un renouvellement partiel des principales pièces de son système étalé au cours  
3 des vingt prochaines années.

4 Cette rentabilité dépend toutefois de plusieurs facteurs, notamment du prix du mazout.  
5 Le Distributeur réitère donc l'importance de maintenir une stratégie tarifaire flexible afin  
6 de répondre rapidement à un contexte global en constante évolution. Le Distributeur a  
7 d'ailleurs mentionné, lors des demandes tarifaires R-3708-2009 et R-3740-2010, la  
8 possibilité de diminuer le prix hors pointe comme moyen d'accroître l'économie du client  
9 bi-énergie advenant une nouvelle flambée du prix du mazout. Le niveau actuel des prix  
10 du mazout et les prévisions dans un horizon de moyen terme ne nécessitent pas pour  
11 l'instant que le Distributeur propose une telle réduction.

12 Compte tenu de la hausse tarifaire proposée de 1,7 %, le prix de pointe applicable au  
13 1<sup>er</sup> avril 2012 s'élève à 21,56 ¢/kWh, soit l'équivalent de 1,75 \$/litre. Le Distributeur  
14 s'assure ainsi que le client bi-énergie au tarif DT aura intérêt à s'effacer en période de  
15 pointe tant et aussi longtemps que le prix du mazout n'aura pas atteint ce niveau.<sup>21</sup> Et  
16 malgré l'ajustement du cas type sur la base de la normale climatique Ouranos applicable  
17 à l'année 2012, l'économie annuelle nette des frais d'entretien se maintient à son niveau  
18 de 2011, soit 119 \$ à un prix du mazout de 1,03 \$/litre (voir tableau 29).<sup>22</sup> Le client bi-  
19 énergie ne ferait plus aucune économie annuelle au tarif DT si le prix moyen payé pour  
20 le mazout en cours d'année atteignait 1,40 \$/litre.

---

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

<sup>21</sup> À titre indicatif, la prévision du prix du mazout pour 2012 est de 1,01 \$/litre.

<sup>22</sup> Durant la semaine du 13 juin 2011, le prix du mazout à Montréal était de 98,67 ¢/litre (bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers au Québec, édition du 17 juin 2011). À ce prix, l'économie annuelle nette au tarif DT serait de 133 \$.

**TABLEAU 29**  
**ÉCONOMIE ANNUELLE DES CLIENTS AU TARIF DT EN FONCTION**  
**DE DIFFÉRENTS PRIX DU MAZOUT**

Prix du mazout	Tarif DT au 1 <sup>er</sup> avril 2011			Tarif DT proposé au 1 <sup>er</sup> avril 2012		
	Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh et Pointe @ 18,32 ¢/kWh			Hors pointe @ 4,30 ¢/kWh et Pointe @ 21,56 ¢/kWh		
	Économie sur les frais d'énergie	Économie totale au tarif DT		Économie sur les frais d'énergie	Économie totale au tarif DT	
80,0 ¢/litre	300 \$	191 \$	10%	303 \$	192 \$	10%
90,0 ¢/litre	268 \$	159 \$	8%	271 \$	160 \$	8%
103,0 ¢/litre	226 \$	118 \$	6%	229 \$	119 \$	6%
110,0 ¢/litre	203 \$	95 \$	5%	207 \$	96 \$	5%
120,0 ¢/litre	171 \$	63 \$	3%	175 \$	64 \$	3%
140,1 ¢/litre	107 \$	-1 \$	0%	110 \$	0 \$	0%

### 6.3. Autres sujets analysés

1 Par le passé, la Régie a énoncé certaines préoccupations relatives au tarif DT,  
 2 notamment la pertinence d'introduire une 2<sup>e</sup> tranche d'énergie au tarif DT pour réduire  
 3 les économies associées aux usages estivaux ainsi que la garantie d'effacement à la  
 4 pointe des clients bi-énergie au tarif DT. Ces éléments ont été analysés et discutés lors  
 5 de la séance de travail du 25 mai dernier.<sup>23</sup>

## 7. SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

### 7.1. Remplacement de la puissance souscrite par un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale (PFM) au tarif M

6 Le remplacement graduel de la puissance souscrite par un mécanisme automatique de  
 7 fixation de la PFM a débuté le 1<sup>er</sup> décembre 2009, conformément aux mesures  
 8 transitoires décrites à la sous-section 1.2 du chapitre 4 du texte des Tarifs en vigueur le  
 9 1<sup>er</sup> avril 2009 et reconduites le 1<sup>er</sup> avril 2010. Ainsi, la PFM des clients au tarif M au  
 10 1<sup>er</sup> décembre 2009 était définie comme le maximum de 40 % de la puissance maximale  
 11 appelée (PMA) en hiver et la puissance souscrite, le cas échéant. Le 1<sup>er</sup> avril 2010, les  
 12 modalités de modification de la puissance souscrite et la prime de dépassement ont été

<sup>23</sup> Pour plus d'informations, se référer aux sections 9 et 10 de la présentation : [http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD\\_PresentationSeanceInfo\\_27mai2011.pdf](http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-028/HQD_PresentationSeanceInfo_27mai2011.pdf)

1 abrogées. La dernière étape des mesures transitoires a été l'augmentation au  
2 1<sup>er</sup> décembre 2010 du pourcentage du mécanisme automatique au niveau visé de 65 %.  
3 Le tableau 30 illustre l'impact des mesures transitoires pour ces clients et notamment de  
4 la contrainte du mécanisme automatique à 40 % au cours de l'été 2010. Ces résultats  
5 sont conformes aux estimations d'impacts qui avaient été présentées au tableau 57 de  
6 la pièce HQD-12, document 1 du dossier tarifaire R-3677-2008.

**TABLEAU 30**  
**INTRODUCTION DU MÉCANISME AUTOMATIQUE DE FIXATION DE LA PFM :**  
**RÉPARTITION PAR CLASSES DE HAUSSE DES ABONNEMENTS AU TARIF M**

Classes de hausse (%)	Mécanisme à 40 % avec puissance souscrite (min. 100 kW) <i>Année 2010</i>	Mécanisme à 65 % sans puissance souscrite (min. 100 kW) <i>Année 2011</i>
Moins de -10 %	-	0,0 %
De -10 à -5 %	-	0,0 %
De -5 % à -1 %	-	1,7 %
<b>De -1 à 1 %</b>	<b>99,0 %</b>	<b>88,8 %</b>
De 1 à 5 %	0,9 %	8,2 %
De 5 à 10 %	0,0 %	0,8 %
10 % et plus	0,0 %	0,3 %
Total	100,0 %	100,0 %

## **7.2. Abaissement du seuil d'admissibilité du tarif M de 100 kW à 50 kW**

### **7.2.1 Communication avec la clientèle**

7 Le seuil d'admissibilité au tarif M a été modifié au 1<sup>er</sup> avril 2011. Dorénavant, pour être  
8 admissible au tarif M, le client devra avoir enregistré une PMA de 50 kW ou plus au  
9 moins une fois au cours des 12 périodes de consommation précédentes. Au cours du  
10 mois de février 2011, une brochure d'information a été envoyée à tous les clients du  
11 tarif G potentiellement admissibles au tarif M qui avaient été facturés pour au moins un  
12 kW de puissance au cours des 12 périodes précédentes.

13 Quant aux clients déjà au tarif M, un encart a été joint à leur facture du mois de février  
14 pour les informer du nouveau seuil d'admissibilité en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2011,

1 en plus d'un message qui a été affiché sur la facture de la période où le nouveau seuil  
2 entré en vigueur.

### **7.2.2 Suivi des transferts d'abonnements du tarif G vers les tarifs M ou G-9**

3 Suite à la baisse du seuil d'admissibilité du tarif M, des dispositions temporaires ont été  
4 approuvées par la Régie dans sa décision D-2011-028 et introduites à l'article 3.8 du  
5 texte des Tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011. Ces dispositions permettent au Distributeur  
6 de transférer de façon proactive et automatique les abonnements au tarif G qui ont un  
7 intérêt économique à passer au tarif M (pour plus de détails sur la procédure, voir  
8 R-3740-2010, HQD-12, document 1, pages 16 et 17).

9 Les critères utilisés pour identifier ces clients sont une consommation annuelle de  
10 175 000 kWh ou plus et une économie de facture de 3 % ou plus associée à l'application  
11 du tarif alternatif le plus avantageux (M ou G-9). Le tarif le plus avantageux est  
12 déterminé en appliquant les tarifs G, G-9 et M en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011 à la  
13 consommation des 12 dernières périodes de consommation.

14 En date du 20 juin 2011, 6 395 clients ont été transférés du tarif G au tarif M, et  
15 77 clients du tarif G au tarif G-9.

16 Pour leur part, les clients du tarif G ayant un gain potentiel de 3 % ou plus au tarif M ou  
17 G-9, mais dont la consommation annuelle est inférieure à 175 000 kWh, ne faisaient pas  
18 l'objet d'un transfert automatique en mode proactif. Par contre, une lettre leur a été  
19 envoyée les informant du gain potentiel et leur proposant de changer de tarif. Les clients  
20 recevant cette lettre devaient ainsi contacter le Distributeur pour faire modifier leur tarif.  
21 En date du 20 juin 2011, 25 clients ont opté pour le tarif M et 75 pour le tarif G-9 suite à  
22 cet envoi.

### **7.2.3 Impact de la baisse du seuil d'admissibilité au tarif M sur les clients existants au tarif M**

23 Les clients déjà au tarif M qui bénéficient de la baisse du seuil d'admissibilité de 100 kW  
24 sont de petits clients dont les appels de puissance en hiver se situent entre 100 et  
25 154 kW pour lesquels l'application du mécanisme automatique donne une puissance à  
26 facturer minimale inférieure à 100 kW (voir tableau 31).



**TABLEAU 31**  
**IMPACT DE LA BAISSSE DU SEUIL D'ADMISSIBILITÉ**  
**SUR LES CLIENTS AU TARIF M AVANT LE 1<sup>ER</sup> AVRIL 2011**

Classes de hausse (%)	Mécanisme automatique à 65 % - Seuil de 50 kW vs 100 kW
Moins de -10 %	1,0 %
De -10 à -5 %	1,3 %
De -5 % à -1 %	7,2 %
<b>De -1 à 1 %</b>	<b>90,5 %</b>
De 1 à 5 %	-
De 5 à 10 %	-
10 % et plus	-
Total	100,0 %

### 7.3. Réduction de la dégressivité aux tarifs G et M

1 Le scénario de réduction de la dégressivité aux tarifs G et M présenté par le Distributeur  
2 au dossier tarifaire R-3677-2008 retenait comme hypothèse une hausse moyenne  
3 annuelle de 2 %, ce qui permettait d'éliminer entièrement la dégressivité sur la période  
4 de 2008 à 2013, soit dans un délai de 5 ans.<sup>24</sup> L'impact maximal de la réforme chez les  
5 clients les plus affectés était estimé à environ 3 % par année au-delà de la hausse  
6 moyenne.

7 Or, la hausse tarifaire moyenne cumulée n'a été que de 1,2 % depuis 2008, ce qui a  
8 limité les possibilités de réduire la dégressivité aux tarifs généraux. Par conséquent,  
9 l'impact de la réforme tarifaire a été modéré jusqu'à présent. Le tableau 32 illustre  
10 l'évolution de la hausse moyenne et des prix de l'énergie aux tarifs G et M pour la  
11 période 2008-2011 en incluant également l'évolution du rapport du prix de la 2<sup>e</sup> tranche  
12 sur celui de la première. Le Distributeur tient compte de ces éléments dans sa  
13 proposition pour l'année 2012.

<sup>24</sup> Tableau 55 de la pièce HQD-12, document 1, à la page 102 de 245 (R-3677-2008).

**TABLEAU 32**  
**ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉNERGIE AUX TARIFS G ET M DE 2008 À 2011 ET**  
**PROPOSITION POUR 2012**

	2008	2009	2010	2011	Proposition 2012	
					Tarifs	%
Hausses tarifaires		1,22%	0,35%	-0,41%		1,7%
Indice 2008 = 100	100,0	101,2	101,6	101,2		102,9
<u>Tarif G</u>						
1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	8,72	8,82	8,82	8,78	8,91	1,5%
2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	4,48	4,64	4,85	4,85	5,25	8,2%
Rapport 2 <sup>e</sup> tr./1 <sup>re</sup> tr.	51%	53%	55%	55%	59%	
<u>Tarif M</u>						
1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	4,48	4,51	4,51	4,46	4,49	0,7%
2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	2,93	3,12	3,19	3,19	3,44	7,8%
Rapport 2 <sup>e</sup> tr./1 <sup>re</sup> tr.	65%	69%	71%	72%	77%	

## 8. RETRAIT DU TARIF DE TRANSITION DESTINÉ AUX CLIENTS BÉNÉFICIAIRE D'UN CONTRAT SPÉCIAL

1 Le tarif de transition, inclus à la section 4 du chapitre 5 du texte des Tarifs, a été introduit  
2 en 1993 durant une période de moratoire sur les décrets relatifs aux contrats spéciaux.  
3 Deux clients ont pu se prévaloir de ce tarif.

4 Réservé aux clients industriels de grande puissance titulaires d'un contrat spécial  
5 arrivant à échéance, ce tarif permet de faire progresser, sur une période de 4 ans, la  
6 facture associée à un contrat spécial vers le tarif L en vigueur. Pour y adhérer, le client  
7 doit en faire la demande au plus tard 30 jours suivant la date d'expiration du contrat  
8 spécial. Le tarif de transition s'applique à compter du 1<sup>er</sup> jour suivant la date d'expiration  
9 du contrat spécial.

10 Comme les contrats particuliers sont approuvés par le gouvernement, les modalités de  
11 transition devraient faire partie dorénavant des négociations entre le client et le  
12 gouvernement afin d'être intégrées à son contrat. Dans ce contexte, le Distributeur  
13 propose d'abroger le tarif de transition.

## **9. MODALITÉS DU TARIF L RELATIVES AU RODAGE DE NOUVEAUX ÉQUIPEMENTS**

1 Les modalités du tarif L relatives au rodage de procédés industriels ont été conçues  
2 pour les clients qui désirent mettre au point un ou des nouveaux équipements dans le  
3 but de les exploiter régulièrement par la suite. Elles sont offertes tant à un client qui  
4 démarre une nouvelle usine qu'à un client existant. Les modalités de rodage consistent  
5 à laisser temporairement de côté les clauses relatives à la facturation de la puissance au  
6 tarif L et à facturer la consommation à un prix moyen majoré de 1 à 4 %. Cette  
7 majoration incite le client à cesser de se prévaloir des modalités relatives au rodage dès  
8 que le facteur d'utilisation de l'usine revient à son niveau normal.

### **9.1. Problématique**

9 Les difficultés économiques récentes ont permis de constater que la majoration du prix  
10 moyen et les modalités d'application de la facture minimale n'étaient pas toujours  
11 suffisantes pour inciter le retour au tarif L d'un client existant une fois que les nouveaux  
12 équipements sont opérés normalement. Comme il revient au client de décider du  
13 moment à partir duquel il veut cesser de se prévaloir des modalités relatives au rodage,  
14 celui-ci n'a pas intérêt à retourner au tarif L avant le délai prescrit si la production de son  
15 usine est réduite et que le facteur d'utilisation reste inférieur à celui ayant servi à  
16 l'établissement du prix moyen.

17 L'expérience récente a également mis en lumière le manque d'incitatif pour un passage  
18 au tarif L avant le délai prescrit pour un nouveau client, soit l'absence de facture  
19 minimale, et le risque que celui-ci n'atteigne jamais le seuil de 5 000 kW justifiant son  
20 adhésion au tarif L. Au-delà de la 14<sup>e</sup> période mensuelle en rodage, ce client ne peut  
21 plus se prévaloir des modalités de révision de la puissance souscrite prévues à  
22 l'article 5.9 et pourrait devoir souscrire à une puissance de 5 000 kW pour une période  
23 de 12 mois après la période de rodage, même si le tarif M s'avère plus avantageux.

### **9.2. Proposition**

24 Pour résoudre cette problématique, le Distributeur propose des modifications aux  
25 modalités applicables aux clients existants (article 5.35) et aux nouveaux clients

1 (article 5.36) ainsi qu'une modification à la clause de cessation des modalités de rodage  
2 (article 5.37).

### **9.2.1 Client existant**

3 Le Distributeur propose d'inclure dans la facture minimale par période de consommation  
4 la composante énergie. La facture minimale serait établie à partir de la moyenne des  
5 puissances à facturer et de l'énergie des 12 périodes de consommation qui précèdent la  
6 période de rodage. En reflétant mieux le profil de consommation normal du client avant  
7 l'ajout de nouveaux équipements, la facture minimale dissuaderait le client de demeurer  
8 au rodage dans le cas où la consommation durant la période de rodage serait inférieure  
9 à la consommation moyenne des 12 derniers mois précédant le rodage. À l'inverse, le  
10 client réellement en croissance ne serait pas affecté par la facture minimale.

### **9.2.2 Nouveau client**

11 Le Distributeur propose d'introduire une facture minimale par période de consommation  
12 après 12 mois de rodage au tarif L. La facture minimale serait établie à partir de la  
13 moyenne des puissances maximales appelées, sans toutefois être inférieure à  
14 5 000 kW, et de l'énergie des trois dernières périodes de consommation de la première  
15 année de rodage.

16 En définissant ainsi la facture minimale, le client n'ayant pu concrétiser son projet et  
17 dont les appels de puissance demeurent inférieurs à 5 000 kW aurait intérêt à remettre  
18 en question son adhésion aux modalités du tarif L relatives au rodage dès la 13<sup>e</sup> période  
19 de consommation. Il pourrait alors réviser rétroactivement ses factures en vertu de  
20 l'article 5.9 en adoptant les modalités du tarif M relatives au rodage.

### **9.2.3 Cessation des modalités relatives au rodage**

21 Le Distributeur propose d'ajouter une clause qui lui réserverait le droit de mettre fin aux  
22 modalités relatives au rodage d'un client moyennant un préavis de 30 jours. Si un client  
23 n'était pas en mesure de démontrer que son usine est toujours en rodage, le Distributeur  
24 pourrait ainsi mettre fin au rodage, et ce, tant pour un client existant que pour un  
25 nouveau client.

### **9.3. Restriction**

1 Par ailleurs, afin d'éviter que le client ne dépasse la puissance qui a été consentie par le  
2 Distributeur durant des périodes de restriction, il est proposé d'introduire une clause  
3 similaire à celle appliquée à l'option d'électricité additionnelle. Ainsi, en fonction des  
4 besoins de gestion et de la disponibilité sur son réseau, une telle clause permettrait au  
5 Distributeur d'imposer un prix dissuasif de 0,50 \$ le kWh à la consommation qui  
6 dépasserait le niveau de puissance prévu après la période de rodage, ce niveau faisant  
7 l'objet d'une entente préalable à l'adhésion.

## **10. TARIFS APPLICABLES POUR LA RÉGION DE SCHEFFERVILLE**

8 Tel que prévu à l'article 7.9 du texte des Tarifs, le rabais au 1<sup>er</sup> avril 2012 associé au tarif  
9 de transition pour le réseau de Schefferville sera de 45 % pour les clients titulaires d'un  
10 abonnement au tarif D, au tarif DM ou à un tarif d'éclairage public et de 30 % pour ceux  
11 titulaires d'un abonnement au tarif G, au tarif G-9, au tarif M ou à un tarif à forfait.

## **11. TARIFS D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE**

### **11.1. Contexte**

12 Le Distributeur offre deux types de services d'éclairage : les services d'éclairage public  
13 (général ou complet) et le service d'éclairage Sentinelle. Ces tarifs font partie de la  
14 catégorie tarifaire de petite puissance et sont calibrés sur la base du tarif G. Leur  
15 révision s'inscrit dans la réforme tarifaire amorcée lors du dossier tarifaire 2008-2009 (R-  
16 3644-2007). Les objectifs du Distributeur sont les suivants : offrir un meilleur signal de  
17 prix, assurer l'équité entre les clients et favoriser le mesurage.

### **11.2. Service général d'éclairage public**

18 Le service général d'éclairage public est offert aux gouvernements fédéral et provincial,  
19 aux municipalités ou à toute personne dûment autorisée par ces derniers et comprend  
20 uniquement l'alimentation électrique. La location d'espace sur le poteau est ajoutée si  
21 nécessaire.

1 Bien que le Distributeur favorise le mesurage, la consommation d'énergie associée à  
2 l'éclairage public ne l'est généralement pas. Elle est plutôt estimée sur la base de la  
3 puissance raccordée et d'une utilisation mensuelle de 345 heures. Dans les cas où  
4 l'installation est éclairée 24 heures par jour, les heures d'utilisation mensuelle passent à  
5 720. Le tableau 33 donne une description de la clientèle ainsi que les revenus générés  
6 au service général d'éclairage public.

**TABLEAU 33**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU SERVICE GÉNÉRAL D'ÉCLAIRAGE PUBLIC**  
**AU 31 DÉCEMBRE 2010**

	<b>Abonnements</b>	<b>Revenus (M\$)</b>
<b>Consommation mesurée</b>	1 932 *	5,7 M\$
<b>Consommation estimée</b>	1 495 (715 500 luminaires)	44,4 M\$

\* Les abonnements étant mesurés, le Distributeur ne dispose pas du nombre de luminaires desservis.

7 Le prix facturé au service général d'éclairage public correspond au prix de la 1<sup>re</sup> tranche  
8 d'énergie du tarif G (8,78 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2011). Historiquement, le tarif ne comprend  
9 pas de redevance parce que son application par point de livraison aurait rendu son coût  
10 prohibitif étant donné qu'un point de livraison correspond généralement à un luminaire  
11 lorsque la consommation n'est pas mesurée.<sup>25</sup> Par conséquent, les clients dont le  
12 service est actuellement facturé au tarif du service général paient donc moins, pour une  
13 alimentation électrique équivalente, que les clients mesurés et facturés au tarif G  
14 puisque ces derniers doivent payer en plus une redevance par abonnement.

15 Dans un souci de cohérence, le Distributeur propose d'augmenter graduellement le prix  
16 de l'énergie afin de récupérer le prix moyen facturé aux clients sans puissance du  
17 tarif G. Cet ajustement permet de faire assumer au client une part équitable des coûts  
18 de SALC et son impact tarifaire à revenus constants serait de l'ordre de 4,3 %.<sup>26</sup> Il est

<sup>25</sup> Par exemple, un luminaire à vapeur de sodium de 100 W consomme environ 46 kWh par mois. Advenant l'application de la redevance de 12,33 \$, le coût unitaire s'élèverait à 36 ¢/kWh.

<sup>26</sup> Le prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G est de 9,16 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2011.

1 proposé d'étaler cette augmentation, à laquelle s'ajoute la hausse tarifaire proposée, sur  
2 une période de 2 ans de manière à limiter l'impact maximal à 3 % au-delà de la hausse  
3 tarifaire moyenne du tarif G. Une fois ce rattrapage terminé, le Distributeur continuera  
4 d'appliquer la hausse tarifaire moyenne du tarif G autorisée par la Régie.

5 Le Distributeur est d'avis que la modification proposée favorisera le recours au  
6 mesurage, lorsque possible. En payant un prix équivalent à ce qu'il paierait au tarif G, le  
7 client aura vraisemblablement intérêt à regrouper ses luminaires pour en mesurer la  
8 consommation afin d'être admissible au tarif général applicable. L'optimisation de ses  
9 charges d'éclairage public pourrait même lui permettre de réduire sa facture d'électricité,  
10 particulièrement s'il devient admissible au tarif M.

### **11.3. Service complet d'éclairage public**

11 Le service complet d'éclairage public comprend la fourniture, l'exploitation et l'entretien  
12 des luminaires ainsi que l'alimentation électrique. À l'instar du service général, il est  
13 offert uniquement aux municipalités et gouvernements, mais contrairement à celui-ci, le  
14 service complet s'adresse davantage aux clients en régions éloignées et en réseaux  
15 autonomes qui n'ont pas nécessairement accès à un service équivalent dans le secteur  
16 privé. Au 31 décembre 2010, le service complet d'éclairage public comptait  
17 172 abonnements totalisant environ 10 000 luminaires et générant des revenus de  
18 2,2 M\$.

19 Le Distributeur propose de retirer les luminaires à vapeur de mercure du texte des  
20 Tarifs, ceux-ci ayant été remplacés au cours des dernières années par des luminaires à  
21 vapeur de sodium à haute pression qui sont une meilleure option tant au plan  
22 environnemental qu'au plan de l'efficacité énergétique.

23 Le coût total associé au maintien du service complet d'éclairage public doit inclure la  
24 fourniture et l'exploitation du luminaire, son entretien (dont le relampage et le  
25 remplacement de la cellule photoélectrique) ainsi que son alimentation électrique. Le  
26 coût de l'énergie est calculé en fonction de la consommation estimée du luminaire et, tel  
27 que proposé pour le service général d'éclairage public, du prix moyen de l'électricité  
28 payé par les clients non facturés en puissance au tarif G. S'ajoute également le coût de

- 1 la location d'espace sur les poteaux. Le tableau 34 illustre le ratio revenus/coûts par  
 2 type de luminaire du service complet d'éclairage public.<sup>27</sup>

**TABLEAU 34**  
**RATIO REVENUS/COÛTS PAR TYPE DE LUMINAIRE**  
**DU SERVICE COMPLET D'ÉCLAIRAGE PUBLIC**

Tarifs du service complet d'éclairage public	Lampe à vapeur de sodium à haute pression				
	Année 2011	70W (6 300 L)	100W (9 500 L)	150W (16 000 L)	250W (22 000 L)
<b>Caractéristiques</b>					
Watts (lampe)	70	100	150	250	
Watts (incluant Ballast)	96	132	194	295	
Utilisation annuelle (Heures)	4 200	4 200	4 200	4 200	
Énergie annuelle (kWh)	403	554	815	1 239	
<b>Coûts du service actualisés (24 ans)</b>					
Coûts du luminaire (installation et entretien)	2 724 \$	2 870 \$	2 916 \$	2 966 \$	
Coûts du poteau	259 \$	259 \$	259 \$	259 \$	
Coûts de l'alimentation électrique	648 \$	891 \$	1 310 \$	1 992 \$	
<b>Total</b>	<b>3 631 \$</b>	<b>4 020 \$</b>	<b>4 484 \$</b>	<b>5 216 \$</b>	
<b>Revenus actualisés (24 ans)</b>	<b>4 257 \$</b>	<b>4 642 \$</b>	<b>5 001 \$</b>	<b>5 876 \$</b>	
<b>Ratio revenus/coûts</b>	<b>1,17</b>	<b>1,15</b>	<b>1,12</b>	<b>1,13</b>	

- 3 Sur la période étudiée, les ratios revenus/coûts actualisés se situent entre 1,12 et 1,17,  
 4 ce qui est raisonnable compte tenu de l'indice d'interfinancement des tarifs généraux. Le  
 5 Distributeur propose donc de continuer d'appliquer la hausse tarifaire moyenne aux  
 6 tarifs du service complet d'éclairage public.

#### 11.4. Service d'éclairage Sentinelle

- 7 Tout comme le service complet d'éclairage public, le service d'éclairage Sentinelle  
 8 comprend la fourniture, l'exploitation et l'alimentation électrique des luminaires à cellules  
 9 photoélectriques de type Sentinelle appartenant au Distributeur, mais est assuré  
 10 uniquement pour les abonnements annuels antérieurs au 1<sup>er</sup> avril 2007. Pour les  
 11 abonnements qui y ont droit, principalement des particuliers, le Distributeur applique des

<sup>27</sup> Le coût associé au service complet d'éclairage public est déterminé en se basant sur la méthode du coût des travaux approuvée par la Régie dans le cadre du dossier des Conditions de service (R-3535-2004). L'horizon de cette analyse est de 24 ans afin de couvrir les travaux suivants : l'installation initiale du luminaire, le relampage et remplacement de la cellule photoélectrique à tous les 6 ans de même que le remplacement du luminaire à tous les 12 ans.



1 tarifs par luminaire, selon qu'il fournit ou non les poteaux. Au 31 décembre 2010, le  
2 service d'éclairage sentinelle comptait 275 abonnements totalisant environ  
3 570 luminaires et générant des revenus de 0,2 M\$.

4 Le Distributeur n'envisage pas d'abroger le service d'éclairage Sentinelle entre autres  
5 pour assurer la sécurité des clients dont le luminaire est installé sur un poteau du  
6 Distributeur utilisé également à d'autres fins. Puisqu'il s'agit d'un service fermé aux  
7 nouveaux abonnements, le Distributeur propose de continuer d'appliquer la hausse  
8 tarifaire moyenne aux tarifs du service d'éclairage Sentinelle.

## **12. MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS**

9 Les modifications apportées au texte des Tarifs ainsi que leur justification sont détaillées  
10 à la pièce HQD-12, document 4. On trouvera également la version anglaise des  
11 modifications à la pièce HQD-12, document 5. Toutefois, par souci d'efficacité compte  
12 tenu du volume du document, les prix des tarifs n'ont pas été modifiés conformément à  
13 la grille produite à la pièce HQD-12, document 3. Ils le seront suite à la décision de la  
14 Régie dans ce dossier et conformément à la mise à jour de la grille des tarifs qui sera  
15 alors produite.

### **12.1. Tarifs généraux de petite et moyenne puissance**

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

- 17 • L'article 3.8, *Dispositions temporaires liées à la modification du seuil du tarif M*  
18 *en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011*, est abrogé, car son application se termine le 31 mars  
19 2012.
- 20 • Le premier alinéa de l'article 4.4, *Puissance à facturer minimale*, est retiré car la  
21 période de consommation visée par cet alinéa n'est plus applicable.

### **12.2. Tarifs généraux de grande puissance**

- 22 • Les articles 5.29 à 5.33 du tarif de transition-Contrat Spécial sont abrogés, ce  
23 qui implique une renumérotation des articles 5.34 à 5.52.

- 1       • Les articles du tarif de *Rodage de nouveaux équipements*, 5.34 à 5.38, sont  
2 reformulés afin de tenir compte des propositions à la section 9.

### **12.3. Tarifs d'éclairage public et sentinelle**

- 3 Les luminaires à vapeur de mercure sont retirés de l'article 9.10, *Tarifs applicables aux*  
4 *luminaires normalisés*, puisqu'ils ont été remplacés par des luminaires à vapeur de  
5 sodium.

**ANNEXE A : DESCRIPTION DES TARIFS ET DES CLIENTÈLES**



- 1 Les tableaux de description de la clientèle présentent les plus récentes données de  
 2 facturation de chaque client ayant au moins une année d'historique (365 jours) pour la  
 3 période allant du 1<sup>er</sup> mai 2010 au 30 avril 2011. Ces données constituent les données de  
 4 référence et sont utilisées aux fins de toutes les analyses tarifaires.
- 5 Tous les prix sont exprimés en basse tension.

## 1. TARIFS DOMESTIQUES

### 1.1 Tarif D

- 6 Le tableau 1 présente le tarif D en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011 ainsi que les revenus  
 7 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU A-1**  
**TARIF D : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2010-2011**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2011	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	440
Énergie		
1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,39	1 392
2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	7,51	1 910
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	3
Été (\$/kW)	1,26	1,0
<b>Total</b>		<b>3 746</b>

- 8 Le tableau 2 donne une description de la clientèle au tarif D.

**TABLEAU A-2**  
**TARIF D : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2010-2011**

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
<b>Clientèle résidentielle</b>			
<i>Chauffage tout électrique</i>	2 133 229	39 840	2 892
<i>Sans puissance facturée</i>	2 131 868	39 426	2 859
<i>Avec puissance facturée</i>	1 361	414	33
<i>Autres types de chauffage</i>	795 930	10 027	749
<i>Sans puissance facturée</i>	795 472	9 885	738
<i>Avec puissance facturée</i>	458	142	11
<i>Total clientèle résidentielle</i>	2 929 159	49 867	3 641
<b>Clientèle agricole</b>			
<i>Sans puissance facturée</i>	35 121	1 108	82
<i>Avec puissance facturée</i>	1 191	288	23
<i>Total clientèle agricole</i>	36 312	1 397	105
<b>Clientèle domestique au tarif D</b>			
<i>Sans puissance facturée</i>	2 962 461	50 419	3 679
<i>Avec puissance facturée</i>	3 010	845	67
<i>Total clientèle domestique au tarif D</i>	2 965 471	51 264	3 746

- 1 Le tableau 3 présente les factures mensuelles moyennes de la clientèle au tarif D pour
- 2 la période du 1<sup>er</sup> mai 2010 au 30 avril 2011.

**TABLEAU A-3**  
**TARIF D : FACTURES MENSUELLES MOYENNES**  
**TARIF AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2011**

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif D	17 287	105
Chauffés à l'électricité	18 830	114
Non chauffés à l'électricité	13 237	82
Maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (158 m <sup>2</sup> )	26 484	159

## 1.2 Tarif DM

- 1 Le tableau 4 présente le tarif DM en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU A-4**  
**TARIF DM : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2010-2011**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2011	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	27
Énergie		
1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	5,39	86
2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)	7,51	43
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	1
Été (\$/kW)	1,26	0,1
Total		158

- 3 Le tableau 5 donne une description de la clientèle au tarif DM.

**TABLEAU A-5**  
**TARIF DM : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2010-2011**

	<b>Abonnements</b>	<b>Consommation annuelle GWh</b>	<b>Revenus totaux M\$</b>
<b>Clientèle résidentielle</b>			
<i>Chauffage tout électrique</i>	13 865	1 781	129
<i>Sans puissance facturée</i>	12 553	1 077	78
<i>Avec puissance facturée</i>	1 312	704	51
<i>Autres types de chauffage</i>	4 799	362	26
<i>Sans puissance facturée</i>	4 656	270	20
<i>Avec puissance facturée</i>	143	92	7
<i>Total clientèle résidentielle</i>	18 664	2 143	155
<b>Clientèle agricole</b>			
<i>Sans puissance facturée</i>	246	16	1
<i>Avec puissance facturée</i>	46	15	1
<i>Total clientèle agricole</i>	292	32	2
<b>Clientèle domestique au tarif DM</b>			
<i>Sans puissance facturée</i>	17 455	1 363	99
<i>Avec puissance facturée</i>	1 501	811	59
<i>Total clientèle domestique au tarif DM</i>	18 956	2 175	158

- 1 Le tableau 6 présente les factures mensuelles moyennes de la clientèle au tarif DM pour
- 2 la période du 1<sup>er</sup> mai 2010 au 30 avril 2011.



**TABLEAU A-6**  
**TARIF DM : FACTURES MENSUELLES MOYENNES**  
**TARIF AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2011**

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif DM	114 715	693
Chauffés à l'électricité	128 117	772
Non chauffés à l'électricité	76 730	470
Immeuble collectif d'habitation chauffé à l'électricité (6 logements)	124 160	742

### 1.3 Tarif DT

- 1 Le tableau 7 présente le tarif DT en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU A-7**  
**TARIF DT : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES 2010-2011**

Composantes tarifaires	Tarif en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2011	
	Prix	M\$
Redevance (¢/jour)	40,64	17
Énergie		
Hors pointe (¢/kWh)	4,30	118
Pointe (¢/kWh)	18,32	17
Prime de puissance		
Hiver (\$/kW)	6,21	0,4
Été (\$/kW)	1,26	0,1
<b>Total</b>		<b>153</b>

- 3 Le tarif DT regroupe 127 034 abonnements au 31 décembre 2010. De ces
- 4 abonnements, 115 049 ont été retenus pour la période du 1<sup>er</sup> mai 2010 au 30 avril 2011.
- 5 Ces abonnements généraient des ventes de 2,8 TWh et des revenus de 153 M\$.

## **2. TARIFS GÉNÉRAUX**

### **2.1 Tarif L**

- 1 Le tableau 8 présente le tarif L en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU A-8**  
**TARIF L : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2010-2011**

Composante	Tarif en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2011	
	Prix	M\$
Énergie (¢/kWh)	2,97	1 194
Puissance (\$/kW)	12,18	681
Dépassement :		
prime quotidienne (\$/kW)	7,11	1
prime mensuelle (\$/kW)	21,33	2
Revenu total		1 878

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

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

**TABLEAU A-9  
TARIF L : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2010-2011**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Commercial	50	2 324	121
Industriel	136	32 168	1 463
Institutionnel	27	1 474	79
Réseaux municipaux	16	4 245	215
<b>Total</b>	<b>229</b>	<b>40 211</b>	<b>1 878</b>

## 2.2 Tarif M

- 1 Le tableau 10 présente le tarif M en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU A-10  
TARIF M : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2010-2011**

Composante	Tarif en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2011	
	Prix	M\$
Énergie (¢/kWh)		
les 210 000 premiers kWh	4,46	836
le reste de l'énergie	3,19	296
Puissance (\$/kW)	13,44	902
<b>Revenu total</b>		<b>2 033</b>

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

- 3 Le tableau 11 présente la répartition des abonnements, des GWh consommés et des
- 4 revenus par types de clientèle.

**TABLEAU A-11  
TARIF M : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2010-2011**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Agricole	93	89	7
Commercial	12 298	14 422	1 048
Industriel	3 529	8 455	611
Institutionnel	3 121	4 900	357
Résidentiel	91	141	10
<b>Total</b>	<b>19 132</b>	<b>28 007</b>	<b>2 033</b>

### 2.3 Tarif G

- 1 Le tableau 12 présente le tarif G en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011 ainsi que les revenus
- 2 générés par composantes tarifaires.

**TABLEAU A-12  
TARIF G : REVENUS PAR COMPOSANTES TARIFAIRES – 2010-2011**

Composante	Tarif en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2011	
	Prix	M\$
Redevance <sup>1</sup> (\$/mois)	12,33	35
Énergie (¢/kWh)		
les 15 090 premiers kWh	8,78	797
le reste de l'énergie	4,85	37
Puissance <sup>2</sup> (\$/kW pour l'excédent de 50 kW)	15,54	33
<b>Revenu total</b>		<b>901</b>

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 Le tableau 13 présente la répartition des abonnements, des GWh consommés et des
- 4 revenus par types de clientèle en mettant en évidence les clients facturés pour la
- 5 puissance pour au moins une période de consommation par année.

**TABLEAU A-13**  
**TARIF G : DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE – 2010-2011**

	Abonnements		Consommation annuelle (GWh)		Revenus totaux (M\$)	
	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée
Agricole	1 449	69	43	10	4	1
Commercial	189 602	11 685	8 124	2 119	742	192
Industriel	12 563	1 377	652	224	61	22
Institutionnel	19 095	2 525	969	417	89	38
Résidentiel	1 679	73	57	13	5	1
<b>Total</b>	<b>224 388</b>	<b>15 729</b>	<b>9 845</b>	<b>2 782</b>	<b>901</b>	<b>254</b>
% avec puissance facturée		7 %		28 %		28 %

- 1 La consommation moyenne des clients facturés pour la puissance est de l'ordre de
- 2 177 000 kWh pour la période observée, soit environ cinq fois plus que la consommation
- 3 moyenne des clients n'étant pas facturés en puissance (soit 34 000 kWh).



**ANNEXE B : CALCUL DES HAUSSES DIFFÉRENCIÉES**





**Illustration de l'application des hausses différenciées en 2012**

	Croissance des coûts				Revenus additionnels requis				Interfinancement		
	Revenus requis		Croissance	Ventes	Croissance des coûts	Provision réglementaire	Ajustements	Total	Hausse tarifaire	Avant hausse	Après hausse
	2011 (¢/kWh)	2012 (¢/kWh)	2011-12 (¢/kWh)	2012 (GWh)	2012 (M\$)	2010-11 (M\$)	2012 (M\$)	(M\$)	2012 (%)	2012 (%)	2012 (%)
a	b	c = b - a	d	e = c * d	f	g	h = e + f + g	i	j	k	
<b>Domestique</b>	8,7	8,8	0,2	64 312	103	(13)	(4)	86,4	1,9	83,3	83,5
<b>Petite puissance</b>	7,8	8,0	0,1	12 890	19	(3)	(1)	14,7	1,2	119,5	119,0
<b>Moyenne puissance</b>	5,4	5,6	0,2	28 920	57	(4)	(2)	51,1	2,4	131,3	132,3
<b>Grande puissance</b>	4,0	4,1	0,0	37 713	17	(3)	(2)	12,4	0,7	115,5	114,3
<b>Total</b>	<b>6,7</b>	<b>6,9</b>	<b>0,1</b>	<b>143 835</b>	<b>196</b>	<b>(23)</b>	<b>(8)</b>	<b>164,6</b>	<b>1,7</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

# de référence : (1) (2) (3) (4) (5) et (6) (7) (8) (9) (10)

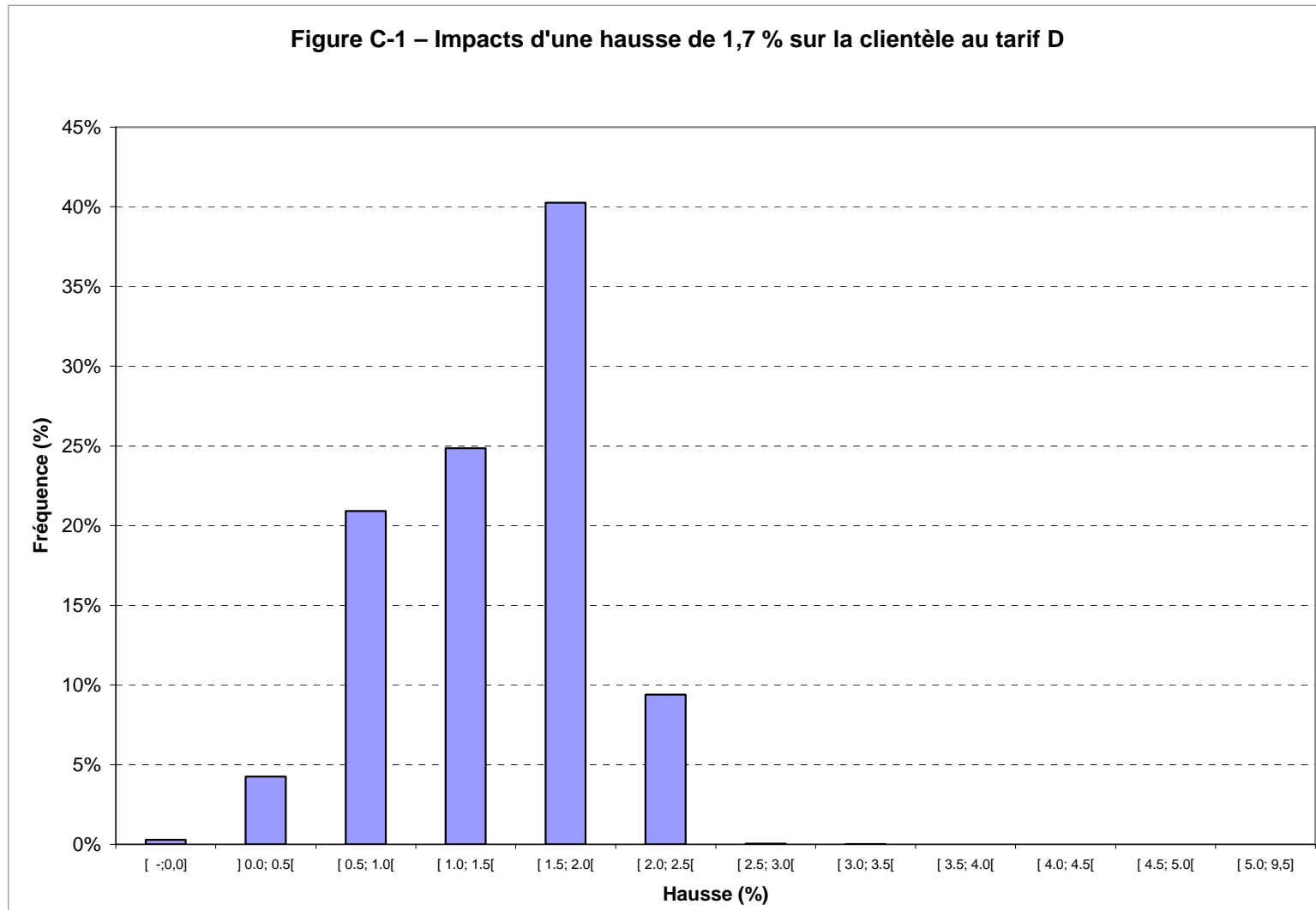
**Références:**

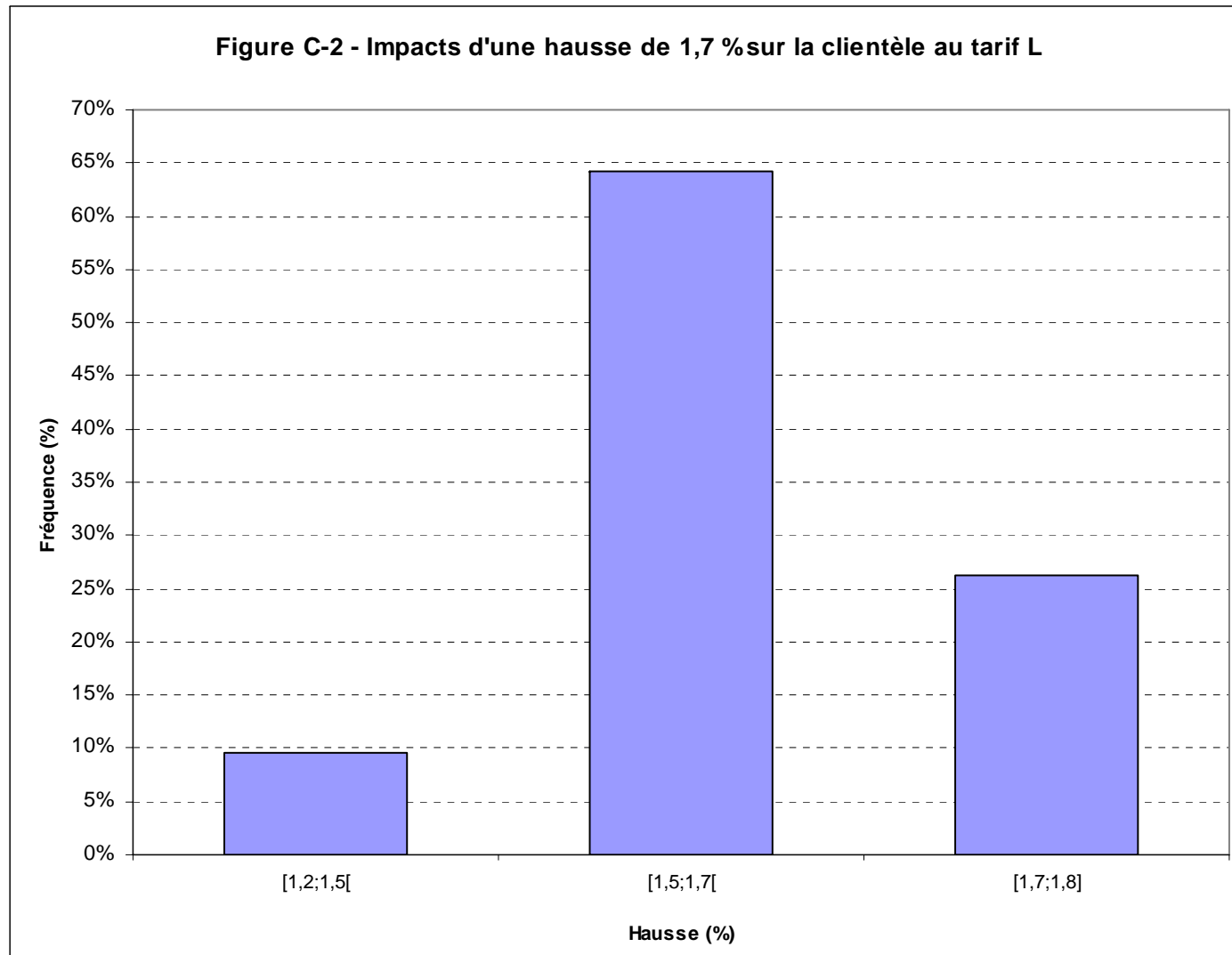
- (1) : R-3776-2011, HQD-10, Document 3, page 15, Tableau 8b colonne 6  
(2) : R-3776-2011, HQD-10, Document 3, page 15, Tableau 8b colonne 7  
(3) : R-3776-2011, HQD-10, Document 3, page 15, Tableau 8b colonne 5  
(4) : (R-3740-2010, HQD-16, Document 1, page 15, colonne «Variations, janvier à mars»)-(R-3708-2009, HQD-15, Document 1, page 13, colonne «Variations, janvier à mars»)  
(5) : Le montant de la ligne «Total» correspond au calcul suivant : g = 165 M\$ (R-3776-2011, HQD-1, Document 4, page 6, colonne «Variations, 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 2012 (R-3776-2011, HQD-1, Document 4, page 6, colonne «Variations, Total»)  
(8) : Colonne h ÷ (R-3776-2011, HQD-1, Document 4, page 6, colonne «Revenus avant la hausse, Total»)  
(9) : (R-3776-2011, HQD-12, Document 3, page 7, tableau 1, colonne «Indice d'interfinancement avant hausse»)  
(10) : Pondération relative de (Colonne h + R-3776-2011, HQD-1, Document 4, page 6, colonne «Revenus avant la hausse, Total») par rapport à (R-3776-2011, HQD-12, Document 2, page 7, tableau 1, colonne «Revenus requis»)

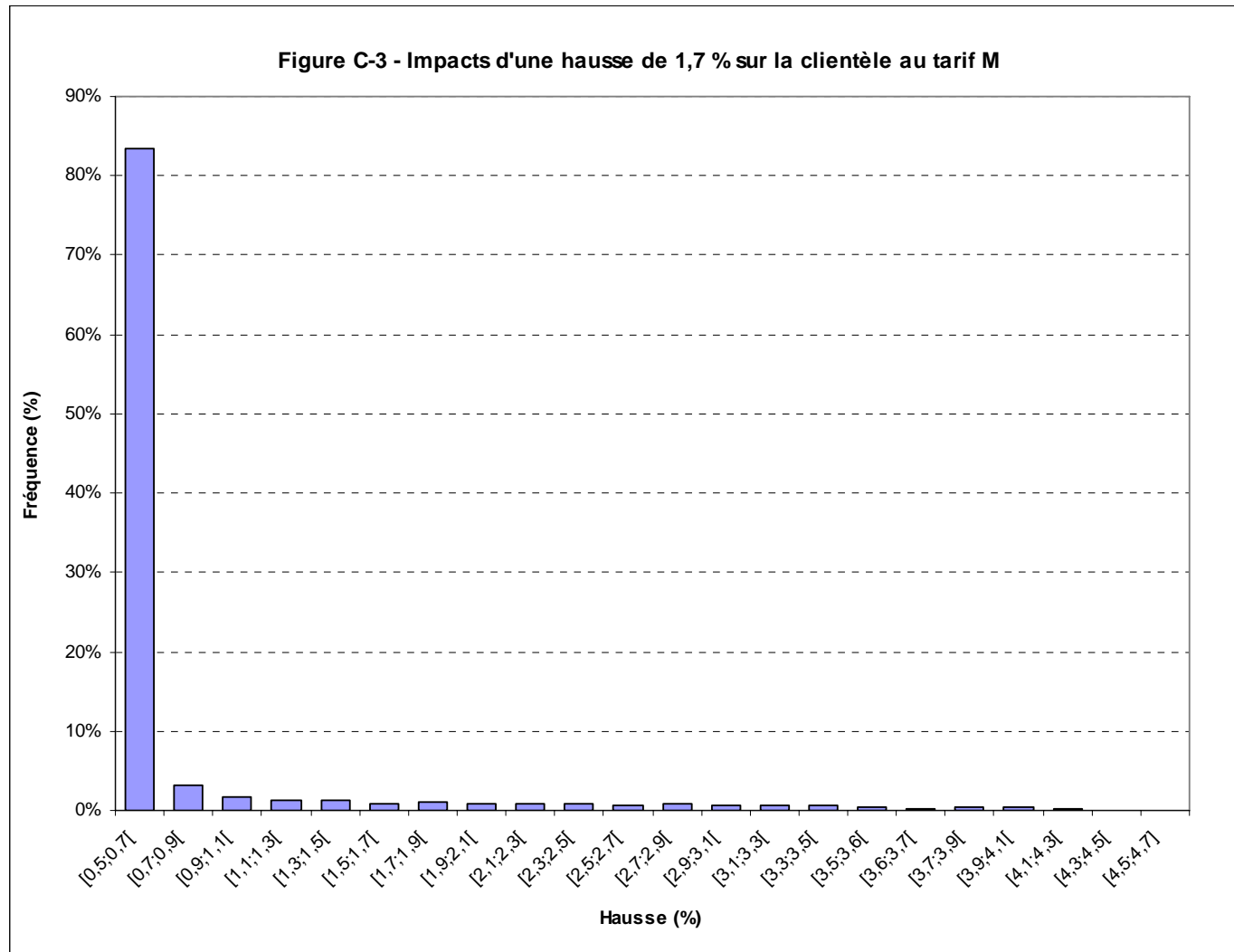


**ANNEXE C : DISTRIBUTIONS DES IMPACTS**

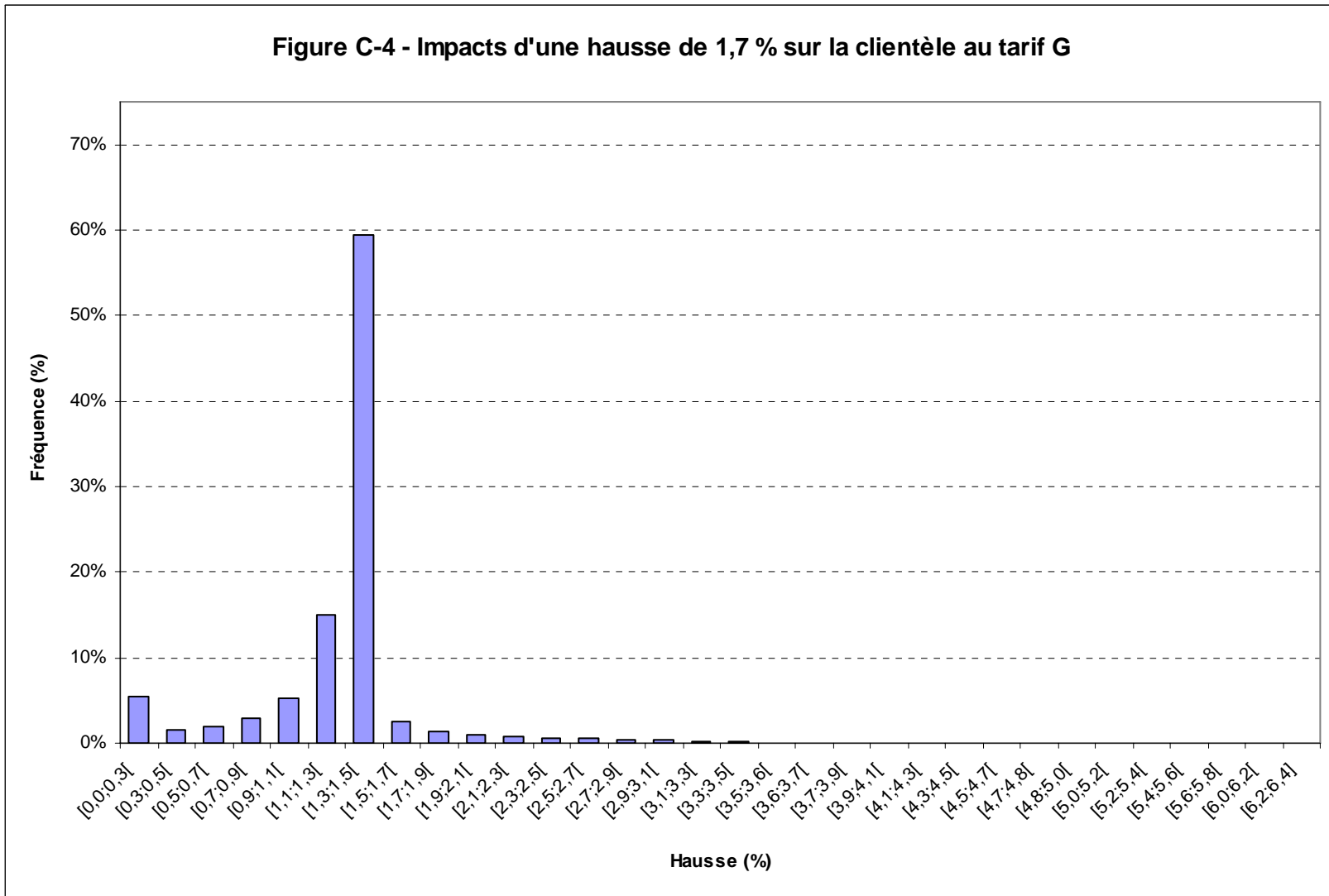








**Figure C-4 - Impacts d'une hausse de 1,7 % sur la clientèle au tarif G**





**ANNEXE D : IMPACTS MENSUELS PAR COMPOSANTES**



<b>TABLEAU D-1 – IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES - TARIF D</b>						
kWh		625	750	1 000	2 000	3 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1<sup>er</sup> avril 2011)</b>						
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie						
1 <sup>e</sup> tranche	\$	33,69	40,43	48,51	48,51	48,51
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	7,51	82,61	157,71
Total	\$	45,88	52,62	68,21	143,31	218,41
	¢/kWh	7,34	7,02	6,82	7,17	7,28
<b>Facture au tarif proposé (au 1<sup>er</sup> avril 2012)</b>						
Redevance	\$	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie						
1 <sup>e</sup> tranche	\$	34,06	40,88	49,05	49,05	49,05
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	7,70	84,70	161,70
Total	\$	46,25	53,07	68,94	145,94	222,94
	¢/kWh	7,40	7,08	6,89	7,30	7,43
<b>Écart</b>						
	\$	0,37	0,45	0,73	2,63	4,53
	%	0,8%	0,9%	1,1%	1,8%	2,1%

TABLEAU D-2 – 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
<b>Facture au tarif actuel (au 1er avril 2011)</b>								
Énergie	\$	69 498	90 882	171 072	520 344	694 980	908 820	972 675
Puissance	\$	60 900	60 900	121 800	365 400	609 000	609 000	609 000
Crédits								
25 kV	\$	(4 575)	(4 575)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(24 990)	(74 970)	(124 950)	(124 950)	(124 950)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(809)	(809)	(1 617)	(4 851)	(8 085)	(8 085)	(8 085)
Sous-total		55 517	55 517	95 193	285 579	475 965	475 965	475 965
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>125 015</b>	<b>146 399</b>	<b>266 265</b>	<b>805 923</b>	<b>1 170 945</b>	<b>1 384 785</b>	<b>1 448 640</b>
	<b>¢/kWh</b>	<b>5,34</b>	<b>4,78</b>	<b>4,62</b>	<b>4,60</b>	<b>5,00</b>	<b>4,53</b>	<b>4,42</b>
<b>Facture au tarif proposé (au 1er avril 2012)</b>								
Énergie	\$	71 136	93 024	175 104	532 608	711 360	930 240	995 600
Puissance	\$	61 350	61 350	122 700	368 100	613 500	613 500	613 500
Crédits								
25 kV	\$	(4 650)	(4 650)	-	-	-	-	-
120 kV	\$	-	-	(25 410)	(76 230)	(127 050)	(127 050)	(127 050)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	(822)	(822)	(1 644)	(4 932)	(8 220)	(8 220)	(8 220)
Sous-total		55 878	55 878	95 646	286 938	478 230	478 230	478 230
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>127 014</b>	<b>148 902</b>	<b>270 750</b>	<b>819 546</b>	<b>1 189 590</b>	<b>1 408 470</b>	<b>1 473 830</b>
	<b>¢/kWh</b>	<b>5,43</b>	<b>4,87</b>	<b>4,70</b>	<b>4,68</b>	<b>5,08</b>	<b>4,60</b>	<b>4,50</b>
<b>Écart</b>								
	<b>\$</b>	<b>2 000</b>	<b>2 504</b>	<b>4 485</b>	<b>13 623</b>	<b>18 645</b>	<b>23 685</b>	<b>25 190</b>
	<b>%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>

TABLEAU D-3 – IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES --- TARIF M					
	kW	100	500	1 000	2 500
	kWh	25 000	200 000	400 000	1 170 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1er avril 2011)</b>					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	1 115	8 920	9 366	9 366
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	6 061	30 624
Puissance	\$	1 344	6 720	13 440	33 600
Crédits					
25 kV	\$	-	-	-	(2 288)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(404)
Sous-total		1 344	6 720	13 440	30 908
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>2 459</b>	<b>15 640</b>	<b>28 867</b>	<b>70 898</b>
	<b>¢/kWh</b>	<b>9,84</b>	<b>7,82</b>	<b>7,22</b>	<b>6,06</b>
<b>Facture au tarif proposé (au 1er avril 2012)</b>					
1 <sup>re</sup> tranche	\$	1 123	8 980	9 429	9 429
2 <sup>e</sup> tranche	\$	-	-	6 536	33 024
Puissance	\$	1 353	6 765	13 530	33 825
Crédits					
25 kV	\$	-	-	-	(2 325)
Rajustement pour pertes de transformation	\$	-	-	-	(411)
Sous-total		1 353	6 765	13 530	31 089
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>2 476</b>	<b>15 745</b>	<b>29 495</b>	<b>73 542</b>
	<b>¢/kWh</b>	<b>9,90</b>	<b>7,87</b>	<b>7,37</b>	<b>6,29</b>
<b>Écart</b>					
	<b>\$</b>	<b>17</b>	<b>105</b>	<b>628</b>	<b>2 644</b>
	<b>%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,7%</b>	<b>2,2%</b>	<b>3,7%</b>

<b>TABLEAU D-4 – IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES --- TARIF G</b>					
		6	14	40	55
	kW				
	kWh	750	2 000	10 000	20 000
<b>Facture au tarif actuel (au 1er avril 2011)</b>					
<i>Redevance</i>	\$	12	12	12	12
<i>1<sup>re</sup> tranche</i>	\$	66	176	878	1 325
<i>2<sup>e</sup> tranche</i>	\$	-	-	-	238
<i>Puissance &gt; 50 kW</i>	\$	-	-	-	78
<i>Crédits</i>	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>		-	-	-	78
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>78</b>	<b>188</b>	<b>890</b>	<b>1 653</b>
	<b>¢/kWh</b>	<b>10,42</b>	<b>9,40</b>	<b>8,90</b>	<b>8,27</b>
<b>Facture au tarif proposé (au 1er avril 2012)</b>					
<i>Redevance</i>	\$	12	12	12	12
<i>1<sup>re</sup> tranche</i>	\$	67	178	891	1 345
<i>2<sup>e</sup> tranche</i>	\$	-	-	-	258
<i>Puissance &gt; 50 kW</i>	\$	-	-	-	79
<i>Crédits</i>	\$	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>		-	-	-	79
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>79</b>	<b>191</b>	<b>903</b>	<b>1 694</b>
	<b>¢/kWh</b>	<b>10,55</b>	<b>9,53</b>	<b>9,03</b>	<b>8,47</b>
<b>Écart</b>					
	<b>\$</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>13</b>	<b>41</b>
	<b>%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,5%</b>