

***Cause tarifaire 2005-2006 du Distributeur:  
Rencontres techniques sur la révision  
des structures tarifaires***

Rencontre 1: Orientations tarifaires du  
Distributeur

11 mai 2004

Tarification

Direction Affaires réglementaires et tarifaires

# Table des matières

---

Section I : Préambule .....	page 3
Section II : Tarifs domestiques .....	page 13
Section III : Tarifs généraux .....	page 35

# I. Préambule

# Plan de la section

---

- 1 Précisions sur les structures tarifaires
- 2 Étapes réglementaires antérieures
- 3 Orientations générales
- 4 Rappel d'ordre méthodologique

# 1. Précisions sur les structures tarifaires

---

- Éléments d'une structure tarifaire : redevance d'abonnement (¢/jour ou \$/mois), prix pour l'énergie (¢/kWh) et pour la puissance (\$/kW), rabais et ajustement
- Distinctes du niveau des tarifs (hausses tarifaires) qui est déterminé en fonction des revenus requis autorisés
  - Les hausses sont basées sur les coûts comptables plutôt que sur les coûts économiques : difficile de donner le bon signal de prix
  - Il existe plusieurs combinaisons possibles de structures pour récupérer les revenus requis autorisés
  - L'analyse des structures tarifaires doit se faire indépendamment du niveau des tarifs et refléter les orientations tarifaires de long terme

# 1. Précisions sur les structures (suite)

---

- Les modifications des structures s'échelonnent normalement sur une longue période
  - À l'intérieur d'une catégorie tarifaire, compte tenu du jeu de l'intrafinancement, une modification de structure implique que certains clients paieront plus et d'autres moins. Afin d'atténuer l'impact sur la facture des clients touchés, les ajustements se feraient sur de longues périodes
  
- Les structures cibles répondent aux changements du contexte
  - Prise en compte de tous les changements du niveau et de la structure des coûts évités
  - Processus continu, évolutif et consultatif
  - Derniers changements aux structures tarifaires remontent à 1996

## 2. Étapes réglementaires antérieures

---

- Les structures tarifaires dans la cause R-3492-2002
  - Novembre 2002 à avril 2003 : 4 rencontres techniques avec les intervenants
  - Juillet 2003: ajout d'une phase 3 au dossier tarifaire du Distributeur portant sur les modifications aux structures tarifaires et sur la révision des frais de service
  - Août 2003: demande du gouvernement de moduler les hausses de tarifs applicables aux clients résidentiels afin de minimiser les impacts sur la clientèle à faible revenu
    - Janvier 2004 : Dépôt à la Régie de la preuve du Distributeur sur la révision des structures tarifaires
    - Février 2004 : Retrait de la preuve suite à la demande du ministre d'abandonner la proposition de modulation de tarifs

## 2. Étapes réglementaires antérieures (suite)

---

### □ Les structures tarifaires dans la cause R-3492-2002 (suite)

- Mars 2004 : décision de la Régie D-2004-64
  - Le 15 juillet 2004 au plus tard: nouvelle preuve sur la révision des structures tarifaires en Phase 1 du dossier tarifaire 2005-2006
  - Le 11 juin 2004 au plus tard : rencontres techniques

### □ Autres intrants

- Hausses uniformes des tarifs au 1<sup>er</sup> janvier et au 1<sup>er</sup> avril 2004
- Acceptation des principes généraux de la méthode de répartition des coûts (D-2004-47)
- Étude sur les coûts évités de l'électricité dans le cadre de la demande d'approbation du budget 2004 du PGEÉ (R-3519-2003)

# 3. Orientations générales

---

## □ Refléter les coûts de service

- Lier la facture des clients aux coûts qu'ils engendrent pour le Distributeur
  - Encourager des comportements efficaces tout en laissant les clients faire leurs choix énergétiques
- Prendre en compte l'évolution des coûts évités pour inciter les clients à faire une utilisation rationnelle de l'électricité ( R-3519-2003)
  - Coût évité de long terme de l'ordre de 6,1 ¢/kWh
  - Coût évité de chauffage résidentiel estimé à 6,6 ¢/kWh en 2006 et à 7,5 ¢/kWh en 2012

### 3. Orientations générales (suite)

---

#### □ Réfléter les coûts de service (suite)

- Écart de coût pointe/hors pointe de l'ordre de 1 ¢/kWh
  - La courbe de puissance appelée du Distributeur indique clairement une pointe en hiver
  - Par contre, les caractéristiques du contrat patrimonial sont telles qu'à la marge, les nouveaux besoins à combler sont stables tout au long de l'année
    - Le Distributeur profite d'une marge de manœuvre plus importante en hiver qu'en été
  - L'écart de 1 ¢/kWh est basé sur les prix dans les marchés limitrophes où les fournisseurs potentiels du Distributeur pourraient écouler l'énergie qu'ils produisent

### 3. Orientations générales (suite)

---

- Donner un signal de prix qui favorise l'efficacité énergétique
  - Appliquer les hausses sur les composantes sur lesquelles les clients peuvent agir (partie élastique de la facture des clients)
  
- Assurer la simplicité, l'équité et la continuité des tarifs
  - Ne pas multiplier les tarifs ni construire des tarifs sur mesure
  - Concevoir des tarifs compréhensibles et faciles à appliquer
  - Maintenir, à l'intérieur d'une catégorie tarifaire, un écart raisonnable entre les coûts et les revenus (intrafinancement) puisque même si les clients d'une même catégorie tarifaire ont des caractéristiques de consommation similaires, ils peuvent représenter une grande diversité de coûts
  - Amener les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond à leur niveau de consommation et à la durée d'utilisation de leur puissance maximale appelée

## 4. Rappel d'ordre méthodologique

---

- ❑ Les structures proposées constituent des objectifs de long terme et sont simulées sur la base de revenus constants
  - Elles indiquent sur quelles composantes devraient porter les prochaines hausses tarifaires
- ❑ Les simulations tarifaires sur les structures sont réalisées avec les intrants suivants :
  - les données des clients ayant au moins une année d'historique de consommation et couvrant la période du 1<sup>er</sup> septembre 2002 au 30 août 2003
  - les revenus de référence établis à partir des tarifs du 1<sup>er</sup> avril 2004
  - les revenus requis approuvés par la Régie dans la décision D-2004-47
- ❑ Les données de référence seront ajustées en fonction des décisions ultérieures de la Régie (ex.: étude des coûts évités dans R-3519-2003)

## II. Tarifs domestiques

# Plan de la section

---

## 1 Tarifs D et DM

- 1.1 Description de la clientèle
- 1.2 Cadre de révision
- 1.3 Refléter les coûts de service
- 1.4 Signal de prix favorisant l'efficacité énergétique
- 1.5 Structure cible
- 1.6 Structures tarifaires évaluées
- 1.7 Impact tarifaire
- 1.8 Impact sur la position concurrentielle

## 2 Tarif DT

## 3 Tarif DH

# 1. Tarifs D et DM

# 1.1 Description de la clientèle

- ❑ Près de 2 843 000 abonnements, dont 5 400 abonnements avec facturation de la puissance
- ❑ Ventes de 52 TWh, revenus de 3,2 milliards \$

Tarifs D et DM au 1 <sup>er</sup> avril 2004		
	Tarif D	Tarif DM
Redevance d'abonnement	40,64 ¢/jour	40,64 ¢/jour x multiplicateur
.....		
Prix de l'énergie		
1 <sup>re</sup> tranche (x multiplicateur au DM)	4,95 ¢/kWh	4,95 ¢/kWh
2 <sup>e</sup> tranche	6,24 ¢/kWh	6,24 ¢/kWh
.....		
Prime de puissance en hiver (> 50 kW)	3,21 \$/kW	0,81 \$/kW

## 1.2 Cadre de révision

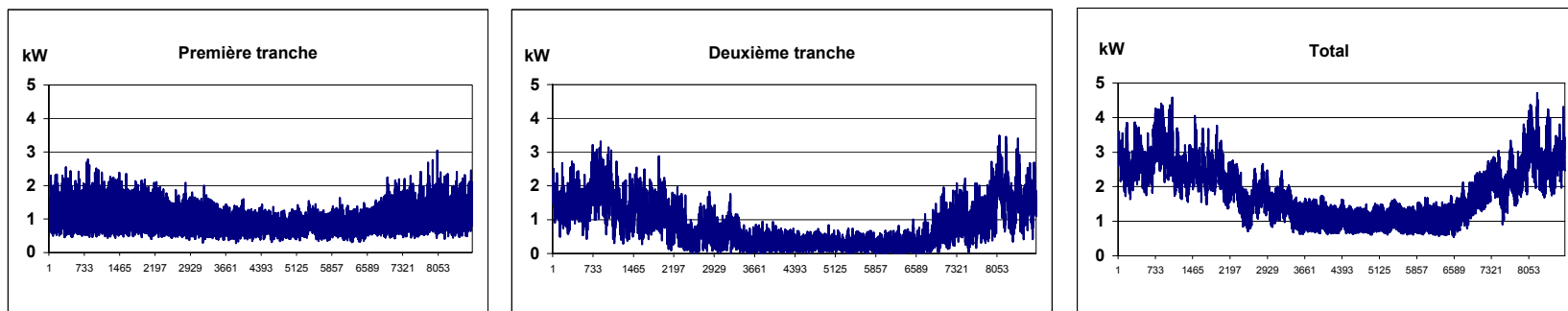
---

- Refléter les coûts de service
- Signal de prix favorisant l'efficacité énergétique

## 1.3 Refléter les coûts de service

- ❑ Fixer l'écart de prix entre la 1<sup>re</sup> et la 2<sup>e</sup> tranche afin de refléter l'écart de coûts entre les usages de base et le chauffage

Consommation au tarif D dans la première et la deuxième tranche en 2002



- Écart actuel de 26 %
- Écart cible de 34 % en répartissant le coût de la fourniture en énergie seulement
- Écart cible de 50 % en répartissant le coût de la fourniture en puissance et en énergie

## 1.3 Refléter les coûts de service (suite)

- Écart entre les tranches de 34 % (énergie seulement)

<i>Revenus requis (¢/kWh)</i>	<i>Profil 2002</i>	<i>kW moyen durant les 300 heures de</i>	<i>Fourniture</i>	<i>Transport</i>	<i>Distribution</i>	<i>Total</i>
	<i>kWh</i>	<i>pointe</i>				
<i>1<sup>re</sup> tranche</i>	8 536	1,49	3,23	1,56	0,79	<b>5,58</b>
<i>2<sup>e</sup> tranche</i>	7 392	2,32	3,23	2,81	1,42	<b>7,46</b>
<b>Total</b>	15 928	3,81	3,23	2,14	1,08	6,45

- Écart entre les tranches de 50 % (puissance et énergie)

<i>Revenus requis (¢/kWh)</i>	<i>Profil 2002</i>	<i>kW moyen durant les 300 heures de</i>	<i>Fourniture</i>	<i>Transport</i>	<i>Distribution</i>	<i>Total</i>
	<i>kWh</i>	<i>pointe</i>				
<i>1<sup>re</sup> tranche</i>	8 536	1,49	2,87	1,56	0,79	<b>5,23</b>
<i>2<sup>e</sup> tranche</i>	7 392	2,32	3,63	2,81	1,42	<b>7,86</b>
<b>Total</b>	15 928	3,81	3,23	2,14	1,08	6,45

Note : Excluant les coûts de SALC et de réseau minimum

# 1.4 Signal de prix favorisant l'efficacité énergétique

---

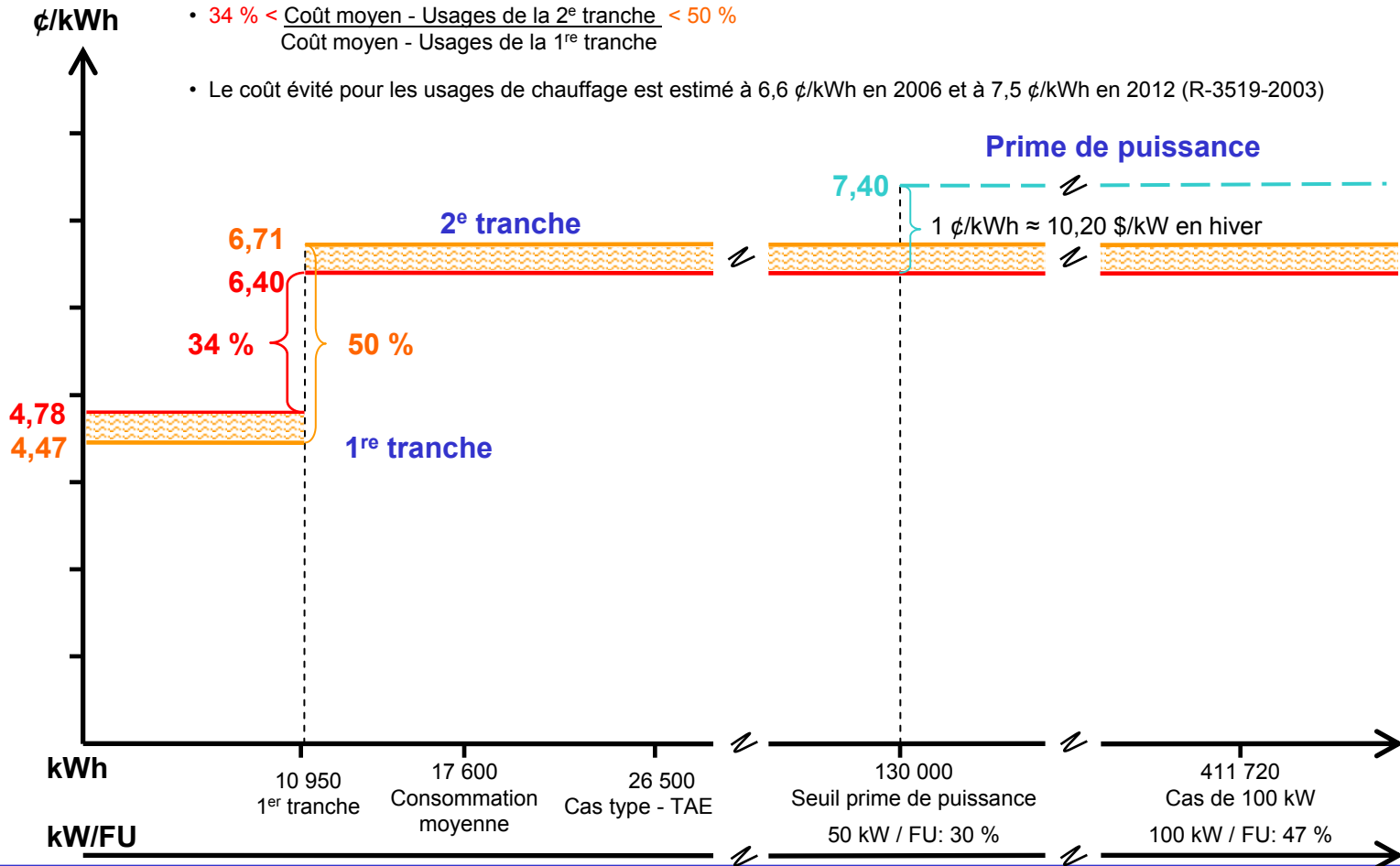
- Gel des composantes de la structure sur lesquelles les clients ne peuvent agir
  - Gel de la redevance
  
- Hausse des composantes de la structure sur lesquelles les clients peuvent agir
  - Hausse plus importante du prix de la deuxième tranche que celle du prix de la première tranche (écart cible entre 34 % et 50 %)
  - Hausse de la prime de puissance pour accentuer son rôle de 3<sup>e</sup> tranche de consommation

# 1.5 Structure cible (intervalle de 34 % à 50 %)

- Gel de la redevance à 40,64 ¢/jour

- $34\% < \frac{\text{Coût moyen - Usages de la 2}^{\text{e}} \text{tranche}}{\text{Coût moyen - Usages de la 1}^{\text{re}} \text{tranche}} < 50\%$

- Le coût évité pour les usages de chauffage est estimé à 6,6 ¢/kWh en 2006 et à 7,5 ¢/kWh en 2012 (R-3519-2003)



# 1.6 Structures tarifaires évaluées

	Redevance ¢/jour	1 <sup>re</sup> tranche ¢/kWh	2 <sup>e</sup> tranche ¢/kWh	Ratio 2e / 1re
<b>Tarif actuel</b>	40,64	4,95	6,24	1,26
<b>Structure cible</b>				
<b>Écart à 34 %</b>	40,64	4,78	6,40	1,34
par rapport au tarif actuel	¢	0,00	-0,17	0,16
	%	0,00	-3,52	2,55
<b>Écart à 50 %</b>	40,64	4,47	6,71	1,50
par rapport au tarif actuel	¢	0,00	-0,48	0,47
	%	0,00	-9,66	7,50
<b>Baisse de 50 % de la redevance</b>	20,32	4,47	7,57	1,69
par rapport au tarif actuel	¢	-20,32	-0,48	1,33
	%	-50,00	-9,66	21,33

# 1.7 Impact tarifaire

## □ Impact sur la facture

	Impact tarifaire à revenus constants			
	moins de - 4 %	- 4 % à 0 %	0 % à 4 %	4 % et plus
<i>Tarif actuel</i>	<i>s. o.</i>	<i>s. o.</i>	<i>s. o.</i>	<i>s. o.</i>
Propositions				
Écart à 34 %	aucun	67,5%	32,4%	0,1%
Écart à 50 %	32,6%	33,7%	31,9%	1,9%
Baisse de 50 % de la redevance	52,7%	10,5%	13,0%	23,8%

# 1.7 Impact tarifaire (suite)

## □ Impact annuel selon le type d'habitation

	Client moyen domestique	Logement	Petite maison - Chauffée à l'électricité -	Moyenne maison	Grande maison
	17 320 kWh	14 150 kWh	20 494 kWh	26 484 kWh	32 054 kWh
<b>Factures au tarif actuel</b>	1 117,25 \$	904,62 \$	1 291,71 \$	1 660,20 \$	2 007,25 \$
<b>Structure cible</b>					
<b>Écart à 34 %</b>					
par rapport au tarif actuel	0,00 \$	(10,21 \$)	(2,37 \$)	5,81 \$	14,56 \$
	0,00%	-1,13%	-0,18%	0,35%	0,73%
<b>Écart à 50 %</b>					
par rapport au tarif actuel	0,00 \$	(26,69 \$)	(3,44 \$)	20,70 \$	46,38 \$
	0,00%	-2,95%	-0,27%	1,25%	2,31%
<b>Baisse de 50 % de la redevance</b>					
par rapport au tarif actuel	0,00 \$	(63,49 \$)	8,64 \$	80,94 \$	154,34 \$
	0,00%	-7,02%	0,67%	4,88%	7,69%

# 1.7 Impact tarifaire (suite)

---

- Mitigation de l'impact sur la facture des clients concernés
  - Une modification à la structure des tarifs, même à revenus constants, occasionne des hausses de facture chez certains clients (et des baisses chez les autres clients)
  - Ces hausses de facture s'ajouteraient aux hausses tarifaires régulières qui résulteraient de l'évolution des revenus requis
  - La hausse "totale" de facture que subiraient ces clients pourrait alors être importante si l'ajustement de structure se réalisait d'un seul coup
  - Il importe de définir un ordre de grandeur acceptable de la hausse due à l'ajustement de structure par rapport à la hausse tarifaire normale
  - Cet ordre de grandeur acceptable déterminera la période nécessaire pour atteindre la structure cible

# 1.8 Impact sur la position concurrentielle

## Chauffage des locaux - Maison unifamiliale moyenne à Montréal

Avril 2004

Sources d'énergie	Tarifs actuels	Structure cible		Baisse de 50 % de la redevance
		Écart à 34 %	Écart à 50 %	

### Prix équivalents en ¢/kWh du gaz naturel et du mazout

Électricité (2 <sup>e</sup> tranche)	6,24	6,40	6,71	7,57
Gaz naturel	7,68	7,68	7,68	7,68
Écart p/r à l'électricité	23%	20%	15%	2%
Mazout	6,56	6,56	6,56	6,56
Écart p/r à l'électricité	5%	3%	-2%	-13%

### Indices

<b>Frais d'énergie</b>				
Électricité (plinthes)	100	100	100	100
Électricité (air chaud)	100	100	100	100
Gaz naturel	123	120	115	102
Mazout	105	103	98	87
<b>Frais d'énergie, d'entretien et d'acquisition</b>				
Électricité (plinthes)	100	100	100	100
Électricité (air chaud)	131	130	129	126
Gaz naturel	162	159	154	140
Mazout	153	151	145	133

## 2. Tarif DT

## 2.1 Description de la clientèle

---

- Environ 111 000 abonnements
- Ventes de 2,5 TWh, revenus de 122 M\$

Tarif DT au 1 <sup>er</sup> avril 2004	
Redevance d'abonnement	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie hors pointe*	3,62 ¢/kWh
Prix de l'énergie en pointe**	16,24 ¢/kWh

\* Lorsque la température est égale ou supérieure à -12°C ou -15°C, selon les zones climatiques

\*\* Lorsque la température est inférieure à -12°C ou -15°C

## 2.2 Orientations générales

---

- ❑ Geler le niveau actuel de la redevance comme aux tarifs D et DM
  
- ❑ Poursuivre la neutralité tarifaire par rapport au tarif D
  - Le tarif DT est calibré pour une maison unifamiliale chauffée à l'électricité avec une entrée électrique de 200 ampères (économie annuelle moyenne de 200 \$)
  
  - L'introduction d'une prime de puissance au tarif DT assurerait un meilleur calibrage avec le tarif D, les consommateurs au tarif DT, avec appel de puissance supérieur à 50 kW (moins de 10 clients), profitant d'une économie supplémentaire en l'absence d'une prime de puissance

## 2.2 Orientations générales (suite)

---

- Le prix hors pointe doit être concurrentiel par rapport aux combustibles
  - À déterminer sur une base régulière de façon à tenir compte de l'évolution tendancielle du prix des combustibles
  - Actuellement, les clients ont intérêt à consommer de l'électricité tant que le prix du mazout est supérieur à 27,4 ¢/litre (le prix du mazout au 2 avril 2004 est de 49,58 ¢/litre)
  
- Assurer le maintien du marché actuel au tarif DT
  - Effacement de 790 MW faisant partie des hypothèses du plan d'approvisionnement
  
- Expansion de ce marché non justifiée actuellement
  - Écart de coûts pointe/hors pointe minime au cours des prochaines années

## 3. Tarif DH

## 3.1 Description de la clientèle

---

- Environ 195 abonnements
- Ventes de 4 GWh, revenus de 0,23 M\$

Tarif DH au 1 <sup>er</sup> avril 2004	
Redevance	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie hors pointe*	3,67 ¢/kWh
Prix de l'énergie en pointe**	13,54 ¢/kWh

\* En tout temps en période d'été. En période d'hiver, la période hors pointe est la suivante : le samedi et le dimanche; du lundi au vendredi, entre 22 h et 6 h et entre 11 h et 15 h inclusivement; le 25 décembre et le 1<sup>er</sup> janvier.

\*\* En période d'hiver, du lundi au vendredi, entre 6 h et 11 h et entre 15 h et 22 h inclusivement.

## 3.1 Orientations générales

---

- Le point sur la tarification horo-hebdo-saisonnière
  - La demande ne varie pas seulement en fonction des heures de la journée mais surtout selon la température, ce qui crée une pointe importante en hiver pendant quelques centaines d'heures tout au plus
  - Comme le réseau est conçu pour rencontrer la demande de ces heures critiques, une tarification par plage fixe ne procurerait pratiquement aucun gain au Distributeur

## 3.1 Orientations générales (suite)

---

- Garder le tarif DH fermé à tout nouvel abonnement
  - Dans le contexte actuel d'approvisionnement, le Distributeur privilégie les moyens de gestion qui permettent une réduction de la consommation pendant toute l'année
  - Le potentiel du tarif DH, qui vise plutôt un déplacement des charges des périodes de pointe vers les périodes hors pointe, doit être réévalué dans ce contexte
- Poursuivre le calibrage du tarif DH en fonction de l'évolution du tarif D

# III - Tarifs généraux

# Plan de la section

---

- 1 Description des tarifs et de la clientèle
- 2 Cadre de révision
- 3 Structure cible et évolution prochaine des composantes
- 4 Crédits d'alimentation, rajustement pour pertes et autres propositions

# 1. Descriptions des tarifs et de la clientèle

# 1.1 Tarif L

---

- ❑ Domaine d'application : Puissance à facturer minimale de 5 000 kW
- ❑ 226 clients consommant 41,8 TWh, revenus de 1 732 millions \$

Tarif L au 1 <sup>er</sup> avril 2004	
Prime mensuelle de puissance	11,40 \$/kW
Prix de l'énergie	2,53 ¢/kWh
Prime de dépassement (Excédant 110 % de la puissance souscrite)	
quotidienne	6,66 \$/kW
limite mensuelle	19,98 \$/kW

## 1.2 Tarif M

---

- Domaine d'application : Puissance à facturer minimale de 100 kW mais inférieure à 5 000 kW
- 11 059 clients consommant 23,5 TWh, revenus de 1 493 millions \$

Tarif M au 1 <sup>er</sup> avril 2004	
Prime mensuelle de puissance	12,48 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 210 000 premiers kWh	3,89 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	2,53 ¢/kWh
Prime de dépassement mensuelle (Excédant 133 1/3 % de la puissance souscrite)	13,35 \$/kW

## 1.3 Tarif G

---

- Domaine d'application : Puissance à facturer minimale inférieure à 100 kW
- 228 838 clients consommant 11,5 TWh, revenus de 914,6 millions \$

Tarif G au 1 <sup>er</sup> avril 2004	
Redevance d'abonnement	12,18 \$/mois
Prime de puissance applicable à l'excédent de 40 kW	14,19 \$/kW
Prix de l'énergie	
pour les 11 700 premiers kWh	7,74 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	3,90 ¢/kWh

- La puissance à facturer minimale de chaque période correspond à 65 % de la puissance maximale appelée au cours du dernier hiver (« *ratchet* »).

## 1.4 Tarif G-9

---

- ❑ Domaine d'application : Clients de petite et moyenne puissance dont le facteur d'utilisation de la puissance est faible ( $F.U. \leq 30 \%$ ) et dont la puissance maximale appelée est généralement  $> 55 \text{ kW}$
- ❑ 3 591 clients consommant 1 TWh, revenus de 102,7 millions \$

Tarif G-9 au 1 <sup>er</sup> avril 2004	
Prime mensuelle de puissance	3,66 \$/kW
Prix de l'énergie	8,01 ¢/kWh

- ❑ La puissance à facturer minimale est de 75 % de la puissance maximale appelée pendant la période d'hiver précédente

## 1.5 Les tarifs généraux

---

- ❑ La structure actuelle des trois tarifs généraux a été adoptée en 1975 : petite (G), moyenne (M) et grande (L) puissance
- ❑ Entre 1975 et 1996, ces 3 tarifs ont été graduellement ajustés et modifiés :
  - Simplification
  - Arrimage entre eux
  - Clarification du signal de prix
- ❑ Cette structure est le résultat d'un processus qui s'est étalé sur plusieurs années

## 2. Cadre de révision

## 2. Cadre de révision

---

1. Refléter la structure des coûts
2. Assurer la continuité tarifaire
3. Donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique

## 2.1 Refléter la structure des coûts

---

- Allocation des coûts de production entièrement en énergie
  - Cohérence avec la Loi sur la Régie où le prix de la fourniture est imputé en énergie à chacune des catégories tarifaires
    - Le Distributeur est facturé sur la base de l'énergie
    - Le prix de la fourniture est ajusté advenant une variation du facteur d'utilisation de l'une ou l'autre de ces catégories
  - Une allocation de la production en puissance et en énergie engendrerait un prix de l'énergie trop faible
    - Signal de prix inadéquat
    - Prix trop bas par rapport au prix des ressources alternatives (au tarif L le prix obtenu serait de 1,85 ¢/kWh)

## 2.1 Refléter la structure des coûts (suite)

---

- Allocation des coûts de transport et de distribution en puissance car ils sont fonction de la présence en pointe des clients de chacune des catégories tarifaires

## 2.2 Assurer la continuité tarifaire

---

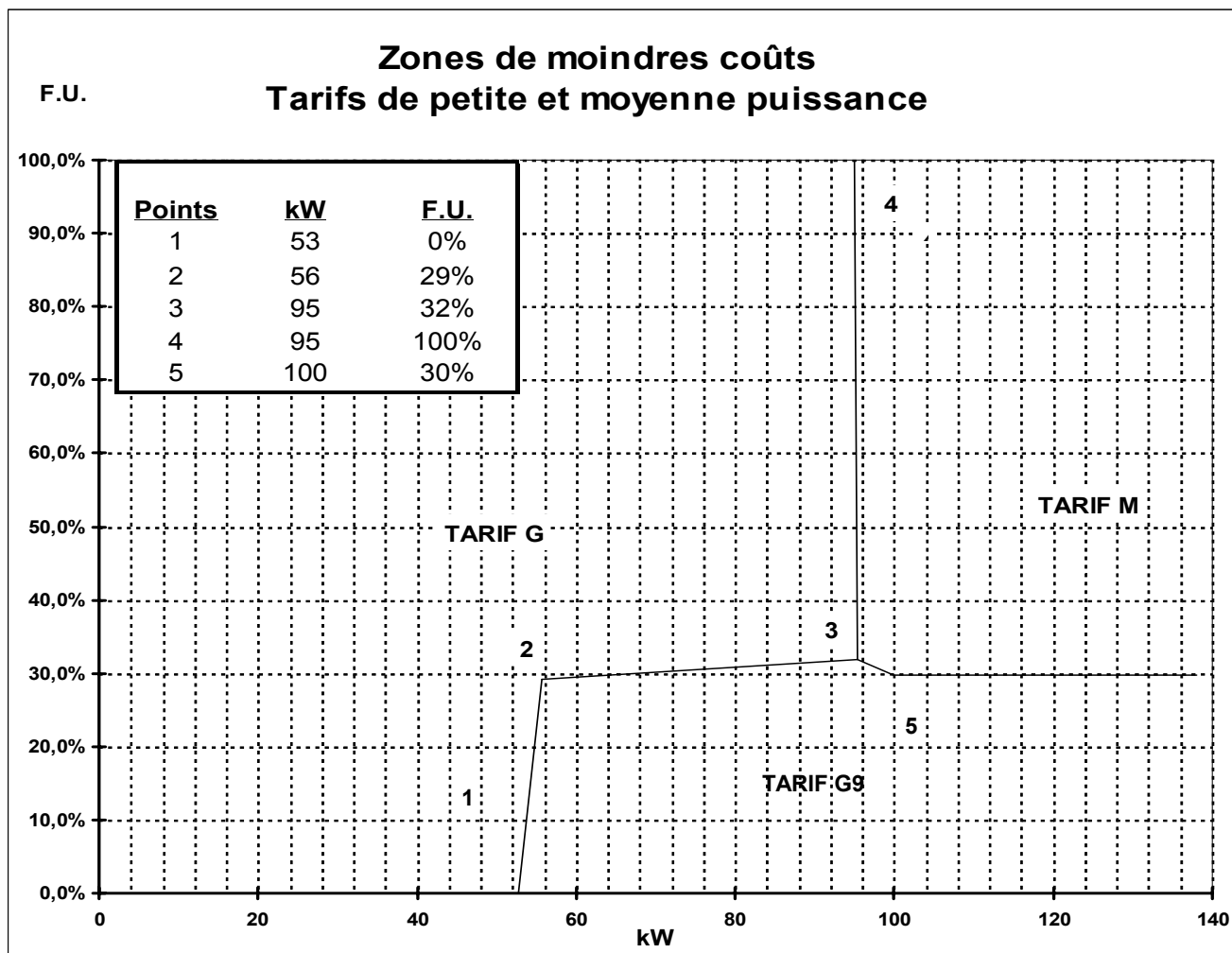
- ❑ Les tarifs généraux sont conçus de manière à encourager les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond à leur appel de puissance en kW
- ❑ Une modification importante de la continuité entre les tarifs généraux se traduirait par un transfert de clients d'un tarif à l'autre

## 2.2 Assurer la continuité tarifaire (suite)

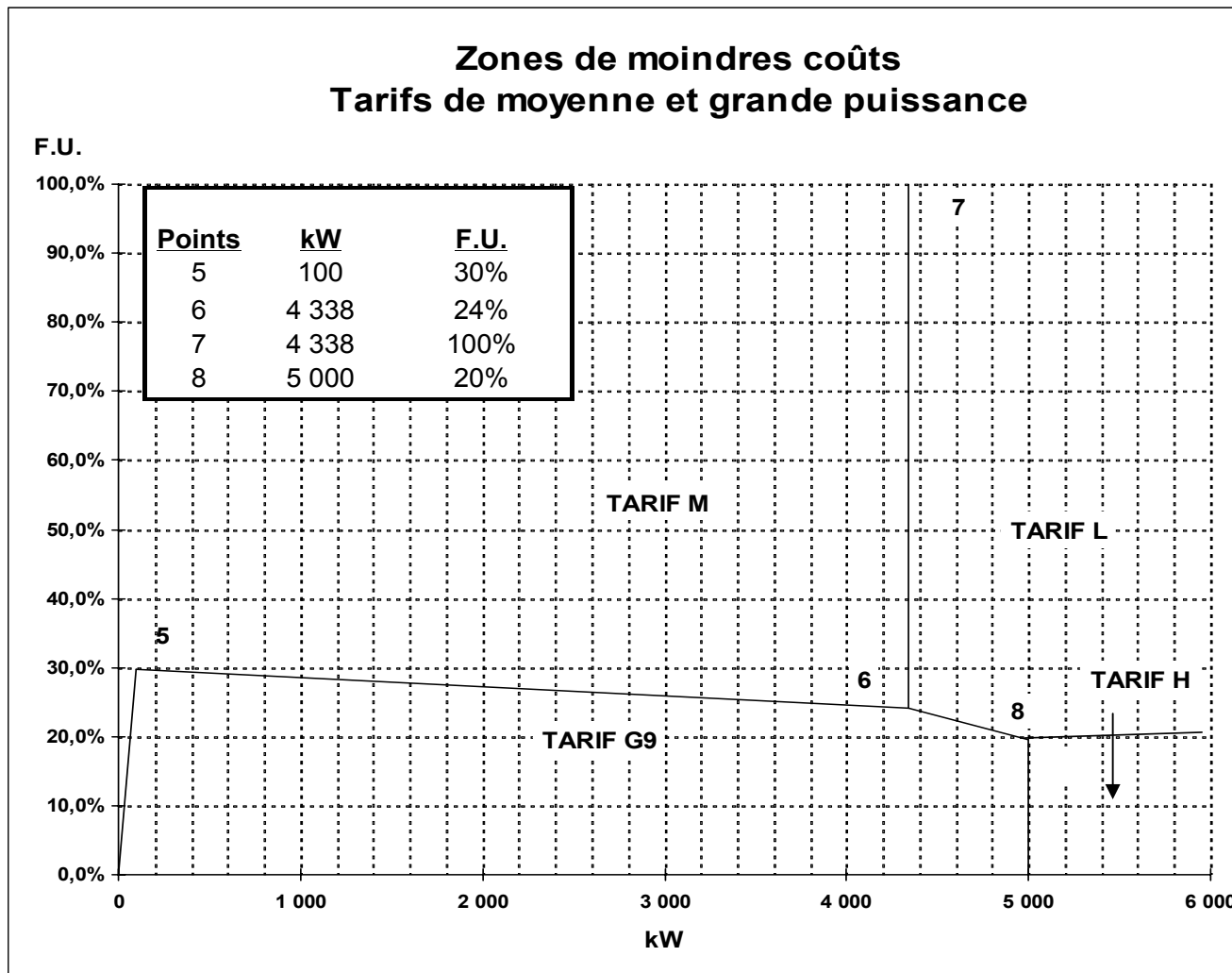
- La continuité tarifaire est assurée en faisant en sorte que:
  - la deuxième tranche du tarif G reflète la première tranche du tarif M
  - la deuxième tranche du tarif M reflète le prix de l'énergie du tarif L

	Tarif G	Tarif M	Tarif L
Puissance à facturer minimale	< 100 kW	100 kW < 5 000 kW	5 000 kW
Redevance (\$/mois)	12,18		
Prime de puissance (\$/kW) Excédant 40 kW	14,19	12,48	11,40
Première tranche (¢/kWh)			
	premiers 11 700 kWh premiers 210 000 kWh tous les kWh	7,74	
Deuxième tranche (¢/kWh)	3,90	3,89	2,53
		2,53	

## 2.2 Assurer la continuité tarifaire (suite)



## 2.2 Assurer la continuité tarifaire (suite)



## 2.3 Signal de prix favorisant l'efficacité énergétique

---

- ❑ Le coût de la fourniture de long terme est de l'ordre de 6,1 ¢/kWh
- ❑ Le Distributeur propose de tenir compte de cette réalité dans la détermination des composantes des tarifs généraux

### 3. Structure cible et évolution prochaine des composantes

# 3.1 Structure cible des tarifs généraux

Composantes	Tarif L	Tarif M	Tarif G
<b><u>Tarifs actuels</u></b>			
Redevance (\$/mois)	-	-	12,18
Puissance (\$/kW)	11,40	12,48	14,19
Énergie – 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	2,53	3,89	7,74
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)		2,53	3,90
Proportion de la puissance	39%	47%	48%
Proportion de l'énergie	61%	53%	52%
<b><u>Tarifs cibles aux revenus constants</u></b>			
Redevance (\$/mois)	-	-	12,18
Puissance (\$/kW)	10,71	11,75	12,88
Énergie – 1 <sup>re</sup> tranche (¢/kWh)	2,66	4,09	7,77
Énergie - 2 <sup>e</sup> tranche (¢/kWh)		2,66	4,09
Proportion de la puissance	36%	44%	44%
Proportion de l'énergie	64%	56%	56%

## 3.2 Analyse de la structure cible

---

- Un équilibre est obtenu entre les tarifs :
  - La proportion puissance/énergie résultant du tarif L est de 36 %/64 % et celle des tarifs G et M est de 44 %/56 %
  - La continuité tarifaire est respectée
  - Tous les clients reçoivent un signal de prix qui traduit l'évolution de la structure de coûts
    - Hausse de tous les prix de l'énergie

## 3.3 Impacts sur la clientèle

---

### □ Tarif L

- 77 % des clients verraient une baisse ou un gel de leur facture tandis que les 23 % restant verraient leur facture augmenter de plus de 0,5 % (Client le plus touché : 1,4 %)

### □ Tarif M

- 77 % des clients verraient une baisse ou un gel de leur facture tandis que les 23 % restant verraient leur facture augmenter de plus de 0,5 % (Client le plus touché : 2,4 %)

### □ Tarif G

- 96 % des clients verraient une baisse ou un gel de leur facture tandis que les 4 % restant verraient leur facture augmenter de plus de 0,5 % (Client le plus touché : 4,4 %)

## 3.4 Évolution des composantes de prix

---

- ❑ Le Distributeur ne voit pas la nécessité d'apporter des ajustements aux structures des tarifs généraux
  - Proportion puissance/énergie très proche des tarifs de base
  - Stabilité des tarifs
  
- ❑ En revanche, les prix de l'énergie devraient évoluer dans l'avenir de façon à refléter l'évolution de la structure de coûts où la part de la production croîtra plus rapidement
  - Faire croître de manière progressive la proportion de l'énergie dans la facture
  - Faire porter les hausses tarifaires davantage sur la partie élastique de la facture du client

## 3.5 Balisage – Distributeurs canadiens

Proportion de la puissance dans la facture  
des clients de petite, moyenne et grande puissance

Villes	40 kW et F.U. 35 %	500 kW, F.U. 56 %	2 500 kW, F.U. 65 % et 25 kV	5 000 kW, F.U. 65 % et 25 kV	50 000 kW, F.U. 85 % et 120 kV
<u>Villes canadiennes</u>					
<b>Montréal, Qc</b>	<b>2%</b>	<b>45%</b>	<b>47%</b>	<b>47%</b>	<b>37%</b>
Charlottetown, PE	20%	26%	23%	37%	31%
Halifax, NS	29%	22%	28%	27%	22%
Moncton, NB	20%	26%	23%	39%	31%
Ottawa, ON	1%	21%	21%	25%	16%
Regina, SK	2%	39%	30%	28%	11%
St. John's, NF	35%	28%	24%	23%	26%
Toronto, ON	2%	24%	19%	18%	14%
Vancouver, BC	3%	27%	28%	29%	23%
Winnipeg, MB	3%	52%	46%	44%	33%
Moyenne canadienne	12%	26%	24%	28%	21%
Moyenne canadienne sans HQ	13%	25%	22%	27%	19%

## 4. Crédits d'alimentation, rajustement pour pertes de transformation et autres propositions

# 4.1 Crédits pour alimentation en moyenne et haute tension

---

- ❑ Compensation offerte aux clients alimentés en moyenne et haute tension pour les coûts qu'ils évitent à Hydro-Québec
- ❑ Le montant annuel des crédits octroyés est de 153 M \$ dont 127 M \$ en haute tension (69 kV et plus)
- ❑ Les crédits d'alimentation tiennent compte de :
  - ❖ la transformation réalisée par le client, qui correspond donc à un coût évité par Hydro-Québec
  - ❖ la nécessité de ne pas répercuter sur les clients haute tension les coûts du réseau moyenne et basse tension et, sur les clients de moyenne tension, les coûts du réseau basse tension

## 4.1 Crédits pour alimentation... (suite)

---

### Validation des crédits

kV	Crédits actuels	Coûts	Écart
12	0,522 \$	0,445 \$	(0,077) \$
25	0,837 \$	0,713 \$	(0,124) \$
69	1,860 \$	2,028 \$	0,168 \$
120	2,280 \$	2,486 \$	0,206 \$
230	3,051 \$	2,855 \$	(0,196) \$

- L'écart entre les coûts et les crédits actuels est peu significatif par rapport aux prix de la puissance des tarifs de base
- En conséquence, afin d'assurer une stabilité des tarifs, aucun ajustement des crédits d'alimentation n'est proposé

## 4.2 Rajustement pour pertes de transformation

---

- ❑ Un crédit de 13,77 ¢/kW est accordé aux clients lorsque le point de mesurage est situé avant la transformation afin de compenser les pertes de transformation (installation privilégiée par le Distributeur)
- ❑ Hydro-Québec compense ces pertes jusqu'à concurrence de 0,6 %
- ❑ Ce taux de pertes est converti en \$ de puissance à facturer en tenant compte des caractéristiques des clients des tarifs L et M
- ❑ L'évolution de ce crédit suivra la baisse du ratio puissance/énergie des tarifs généraux

## 4.3 Autres propositions

---

- ❑ Pour les tarifs satellites (G-9, H, tarifs à forfait et d'éclairage public), poursuivre le calibrage en fonction de l'évolution des tarifs de base
- ❑ Tarif G – poursuivre le rattrapage de 2 % pour les activités d'hiver
- ❑ Tarif L – poursuivre le rattrapage de 0,5 % pour les réseaux municipaux facturés au tarif L au 30 avril 1990

## 4.4 Problématiques particulières

---

- ❑ Tarif M : La puissance souscrite demeure souvent mal comprise et complexe à gérer pour certains clients de petite puissance
  - Solution envisageable : instaurer un mécanisme automatique de fixation de la puissance minimale à facturer pour les clients de moins de 1 000 kW
- ❑ Tarif G : La facturation de la puissance est inutilement complexe pour les clients dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW
  - Solution envisageable : porter le seuil de facturation de la puissance de 40 à 50 kW – limite d'une entrée de 200 ampères
- ❑ Ces solutions pourraient faire l'objet d'études et de consultations