

**CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS
DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR
2007-2008**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR.....	7
2.1	LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT	8
2.2	LA FACTURE DE TRANSPORT	9
2.3	LES COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE	10
2.4	ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS 2007	11
2.5	EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR	11
3	HAUSSE TARIFAIRE ET IMPACTS.....	13
3.1	NIVEAU DE LA HAUSSE	13
3.2	TARIFS.....	14
3.3	STRUCTURES TARIFAIRES	16
3.4	IMPACT SUR LES CLIENTS À FAIBLE REVENU	17

1 CONTEXTE

1 Hydro-Québec Distribution se présente devant la Régie afin d'initier le processus
2 qui se conclura par l'établissement des tarifs d'électricité applicables à la
3 clientèle québécoise à compter du 1^{er} avril 2007.

4 Pour l'année tarifaire 2007, la hausse des tarifs nécessaire pour permettre au
5 Distributeur de récupérer son coût de service est de 2,8 %.

6 Cette demande est fortement teintée par le contexte dans lequel elle s'inscrit.

7 Les conditions climatiques de l'hiver et leurs impacts sur le coût de service
8 figurent parmi les paramètres importants de ce dossier. À cet égard, l'hiver 2006
9 a été particulièrement doux. En effet, au cours des mois de janvier à avril 2006,
10 l'impact des conditions climatiques sur les besoins en énergie du Distributeur est
11 évalué à -2,5 TWh. Combiné à ces conditions climatiques, une conjoncture
12 économique plus difficile pour les clients industriels et des économies d'énergie
13 dégagées du PGEÉ supérieures aux attentes amènent le Distributeur à revoir à
14 la baisse la prévision des ventes de l'année 2006 de 4,3 TWh par rapport à ce
15 qui avait été initialement prévu. Ces volumes ont un impact direct important sur
16 les coûts d'achat de l'électricité ainsi que sur le solde du compte de frais reportés
17 pour les approvisionnements postpatrimoniaux autorisé pour capter les écarts
18 sur les achats d'électricité.

19 Par ailleurs, en avril dernier, la Régie de l'énergie approuvait la demande du
20 Transporteur de hausser la facture de service de transport pour la charge locale
21 d'un montant de 170 M\$ sur une base annuelle (D-2006-66). Cette hausse
22 découle directement de la croissance de la demande. Entre 2001 et 2005, les
23 besoins de transport de la charge locale ont crû de 2 300 MW. Cette décision
24 autorise également le Transporteur à appliquer cette hausse rétroactivement au
25 1^{er} janvier 2005.

1 À l'exclusion de l'année 2006, la croissance des dernières années liées à la prise
2 en charge des nouveaux abonnés a été beaucoup plus importante que prévue.
3 Combinée au gel des charges des activités courantes depuis 2003, cette
4 croissance exerce une pression à la hausse sur les coûts de distribution et
5 services à la clientèle. Ainsi, le Distributeur fait le constat que certaines activités,
6 pourtant nécessaires dans un contexte normal, ont dû être réduites ou retardées
7 au profit des nouveaux branchements et raccordements.

8 Tout au long de cette période, le Distributeur a exercé un contrôle serré des
9 activités sous son contrôle et consenti des efforts importants d'amélioration de
10 l'efficacité. Ces actions ont permis au Distributeur de contenir l'évolution des
11 indicateurs bien en deçà de l'inflation, certains indicateurs présentant même une
12 amélioration. Les pressions sur les coûts, dépassant largement le potentiel des
13 gains d'efficacité, et les impératifs d'offrir à la clientèle un service électrique
14 adéquat nécessitent un ajustement, dès 2007, du niveau des charges
15 d'exploitation et des budgets d'investissement en pérennité au-delà de la
16 croissance normale des activités.

17 Finalement, en juin 2006, Hydro-Québec déposait son plan stratégique 2006-
18 2010¹. Ce plan précise les orientations ainsi que les objectifs en matière
19 d'amélioration de la qualité du service et de l'efficacité que le Distributeur entend
20 suivre au cours des prochaines années. Il répond également aux attentes
21 énoncées dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015. Ces orientations
22 sont reprises dans le présent dossier tarifaire.

¹ Le Plan stratégique est déposé à la pièce HQD-1, document 3.

2 COÛT DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR

1 Le tableau 1 présente le coût de service du Distributeur pour l'année témoin
 2 2007. Le coût de service du Distributeur s'élève à 10 215 M\$, en hausse de près
 3 de 165 M\$ par rapport au coût reconnu par la Régie pour l'année 2006. Trois
 4 facteurs de sens contraires contribuent à la hausse. La facture de transport et
 5 celle des coûts de distribution et services à la clientèle croissent de 387 M\$.
 6 Cette hausse est cependant compensée en bonne partie par l'importante
 7 réduction de près de 223 M\$ des achats d'électricité.

8 **TABLEAU 1**

COMPOSANTES DU REVENU REQUIS (M\$)				
	Année historique	Année de base		Année témoin
	2005	R-3579-2005	2006 ¹	2007
COÛT DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR	9 389	10 050	10 025	10 215
ACHATS	7 019	7 507	7 443	7 454
• Achats d'électricité	4 706	5 194	5 130	4 971
• Service de transport	2 313	2 313	2 313	2 483
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 370	2 544	2 582	2 761
Charges d'exploitation	1 087	1 134	1 163	1 236
Autres charges	649	719	720	771
Coût du capital	635	691	700	754
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	7,52%	7,75%	7,91%	7,99%
Structure du capital				
Capitaux empruntés	65%	65%	65%	65%
Capitaux propres	35%	35%	35%	35%
Taux				
Capitaux empruntés	7,52%	7,64%	7,89%	7,90%
Capitaux propres	7,51%	7,96%	7,96%	8,14%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	8 447,0	8 919,1	8 843,6	9 445,8

¹ : Base de calcul : 4 mois réels, 8 mois projetés

9

2.1 Les coûts d'approvisionnement

1 Les coûts d'approvisionnement 2007 totalisant 4 971 M\$ sont en baisse de près
2 de 223 M\$ par rapport à ce qui avait été approuvé en 2006. Les deux tiers de
3 cette réduction sont attribuables à l'intégration en 2007 du compte de *pass-on*
4 pour les approvisionnements postpatrimoniaux des années 2005 et 2006. Le
5 tiers restant s'explique par la révision à la baisse de la prévision de la demande
6 (voir HQD-2, document 1) combinée à une réduction des coûts unitaires
7 d'approvisionnement (voir HQD-2, document 2).

8 Tel qu'autorisé par la Régie ², le Distributeur comptabilise depuis 2005, tous les
9 écarts en prix et en volume entre les coûts d'approvisionnement réels et prévus
10 dans un compte de frais reportés (le compte de *pass-on*) et les reflète dans les
11 tarifs du deuxième exercice tarifaire subséquent. Ainsi, 36 M\$ de coûts
12 additionnels d'approvisionnement afférents aux achats de l'année 2005 ont été
13 intégrés dans les coûts d'approvisionnement en 2007. Par ailleurs, les conditions
14 climatiques plus clémentes et la croissance moins forte que prévue contribuent à
15 réduire les coûts d'approvisionnement prévus pour l'année 2006 de 182 M\$.
16 Considérant l'importance de cette baisse et la volonté de mieux apparier les
17 coûts aux bonnes générations de clients, le Distributeur propose de ne pas
18 attendre au prochain dossier tarifaire pour la refléter dans son coût de service.
19 Pour le bénéfice de l'ensemble de sa clientèle, il intègre donc dès 2007 ce solde
20 créditeur dans son coût de service et en conséquence, demande à la Régie
21 d'approuver de nouvelles modalités attachées au compte de *pass-on* pour l'achat
22 de l'électricité postpatrimoniale (voir HQD-4, Document 2).

² Décisions D-2005-132 et D-2006-34

2.2 La facture de transport

1 En avril 2006, la Régie approuvait le nouveau tarif de transport pour la charge
2 locale de 2 483 M\$. Pour le Distributeur, il s'agit d'une hausse de 170 M\$ de la
3 facture pour ce service. Dans cette même décision, la Régie autorisait le
4 Transporteur à appliquer rétroactivement les tarifs pour le service de transport à
5 compter du 1^{er} janvier 2005. C'est donc plus de 340 M\$ additionnels que le
6 Distributeur devrait intégrer dans son coût de service en 2007 au titre de cette
7 rétroactivité. L'ensemble de la facture de transport pourrait justifier à elle seule
8 un ajustement des tarifs de l'ordre de 5,6 %.

9 Toutefois, la Régie ayant présenté cette mesure comme exceptionnelle, le
10 Distributeur est d'avis qu'une règle d'exception est également de mise pour
11 l'intégration de ces montants afin d'éviter aux consommateurs d'électricité du
12 Québec une forte fluctuation des tarifs. À cet effet, le Distributeur propose
13 d'intégrer dès 2007 le coût annuel de transport récemment autorisé mais de
14 reporter le solde non récupéré des années 2005 et 2006, soit 340 M\$ plus les
15 intérêts, sur un maximum de trois ans débutant en 2008.

16 Considérant que la récupération se fera sur une courte période, le Distributeur
17 évalue que cette approche offre à la fois une bonne prévisibilité des coûts, ces
18 derniers étant connus et un coût d'étalement raisonnable.

19 Le Distributeur proposera une stratégie spécifique quant à l'intégration des coûts
20 reportés de transport dans son prochain dossier tarifaire. Il y intégrera également
21 l'impact, le cas échéant, de la décision de la Régie sur la récente demande³ du
22 Transporteur d'augmenter le coût de service de transport de la charge locale de
23 115 M\$, et ce, rétroactif à 2007.

³ Demande R-3605-2006 – juillet 2006

2.3 Les coûts de distribution et services à la clientèle

1 Globalement, en 2007, les coûts de distribution et de services à la clientèle
2 augmentent de 217 M\$ soit 8,6 % par rapport au montant approuvé en 2006.

3 Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

4 • Coût du capital : le coût du capital a crû de près de 63 M\$, passant
5 de 691 M\$ à 754 M\$. Deux facteurs contribuent à cette
6 augmentation:

7 ○ l'augmentation de la base de tarification de 6 % y contribue pour
8 les deux tiers. Le PGEÉ, le projet SIC et le compte de frais
9 reportés sur le BT sont les principaux facteurs explicatifs de cette
10 augmentation ;

11 ○ l'augmentation du taux de rendement sur la base de tarification qui
12 est passé de 7,75 % à 7,99 % explique le tiers résiduel ;

13 • les charges d'amortissement sont en hausse de 42 M\$. Parmi les
14 éléments spécifiques composant cette augmentation, on note
15 l'amortissement du PGEÉ, du projet SIC, du compte de frais reportés
16 du tarif BT et des lignes aériennes et souterraines associées pour
17 l'essentiel à la croissance de la demande des dernières années ;

18 • une charge de retraite directe accrue de 19 M\$, à laquelle s'ajoute un
19 montant de 7 M\$ correspondant à la portion de la charge de retraite
20 des unités fournisseurs ;

21 • des charges additionnelles prévues pour l'entretien du réseau de
22 distribution, plus marquée en matière de maintenance (14 M\$) et de
23 contrôle de la végétation (10 M\$) pour un montant global de 24 M\$.
24 Ces efforts s'accroîtront au cours des prochaines années afin de
25 retrouver un niveau optimal du point de vue de l'exploitation et de la

1 continuité du service. Des indicateurs permettront de suivre les
2 retombées spécifiques des mesures d'amélioration de la fiabilité du
3 réseau ;

- 4 • des charges additionnelles de 8 M\$ pour SIC : L'implantation
5 technique du projet SIC se poursuit avec succès et à l'intérieur du
6 budget global autorisé par la Régie. Toutefois, l'intégration du projet
7 dans la gestion courante des activités comporte de plus grandes
8 difficultés que prévues et à l'aube de l'implantation du volet
9 résidentiel, il importe que des actions de stabilisation soient mises en
10 place pour le bénéfice des clients.

2.4 Évolution des investissements 2007

11 En lien avec les efforts additionnels consentis afin d'éviter une détérioration
12 significative de la qualité et de la fiabilité du service, le Distributeur doit procéder
13 à un ajustement de ses budgets d'investissement en pérennité, appuyé par une
14 nouvelle étude démontrant son bien fondé⁴. Globalement, le Distributeur
15 demande l'autorisation d'un budget d'investissement pour les projets de 10 M\$ et
16 moins pour l'année 2007 de 655 M\$. Cette enveloppe reflète une augmentation
17 de 34 M\$ des besoins pour assurer la pérennité du réseau par rapport au
18 montant autorisé en 2006.

2.5 Efficience du Distributeur

19 Le budget de charges traduit une amélioration de l'efficience du Distributeur (voir
20 en ce sens la pièce HQD-3, document 1) mais les gains anticipés de celle-ci ne
21 peuvent absorber totalement la croissance des coûts.

22 Le tableau 2 suivant illustre l'évolution des six indicateurs servant de repères
23 pour apprécier de façon synthétique la performance du Distributeur en matière

⁴ Voir la pièce HQD-14, document 1, annexe 1.

1 de contrôle de ses coûts. Sur la période 2001-2007, la croissance de ces
 2 indicateurs a été inférieure à l'inflation. Le Distributeur a donc atteint l'objectif qu'il
 3 se fixe, soit celui de contenir l'évolution annuelle moyenne de ces six indicateurs
 4 sous l'inflation. Par ailleurs, l'appréciation de l'évolution des indicateurs en 2007
 5 doit prendre en considération l'intégration d'ajustements structurels aux budgets
 6 de charges et d'investissements qui viennent s'ajouter aux activités courantes du
 7 Distributeur.

8 **TABLEAU 2**

Description	Exercices terminés le 31 décembre							Croissance annuelle moyenne	
	Années historiques				Année de base		Année témoin	2001-2007	2001-2005
	2001		2003	2005	2006		2007	NS	AS
	AS	NS	AS	AS	AS	NS	NS	NS	AS
Indicateurs globaux du Distributeur									
G1- Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	566	566	531	539	567	567	597	0,9%	-1,2%
G2- CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	251	251	251	243	251	251	266	1,0%	-0,8%
G3- IEN (\$) par abonnement	1 986	1 986	1 981	1 947	1 957	1 957	2 092	0,9%	-0,5%
G4- Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,30	1,30	1,17	1,19	1,26	1,26	1,32	0,2%	-2,2%
C1- Coût total du processus SALC (\$) par abonnement	157	113	152	142	152	110	124	1,6%	-2,3%
R1- Coût total du processus Distribution (\$) par abonnement	409	451	375	386	406	449	458	0,3%	-1,4%
Taux de croissance de l'inflation - IPC Canada			2,8%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,2%	2,3%

9 AS = Ancienne structure NS = Nouvelle structure

10 Le processus d'amélioration de l'efficacité mis en place par le Distributeur
 11 progresse bien. Plusieurs pistes d'amélioration ont déjà été identifiées totalisant
 12 environ 20 M\$, dont certaines seront déployées dès 2006. Ces pistes couvrent
 13 un large éventail d'activités, visant autant les services à la clientèle que les
 14 activités de distribution.

15 Il importe que des efforts soutenus soient consentis à l'amélioration de
 16 l'efficacité et que les meilleures pratiques d'affaires soient implantées par
 17 Hydro-Québec Distribution. À cet effet, un comité a été instauré spécifiquement
 18 afin d'encadrer étroitement la conduite des activités dans ce domaine. Le
 19 Distributeur souhaite disposer d'un portefeuille d'actions structurantes et exercer
 20 un suivi étroit et rigoureux des actions mises en place et des gains attendus.

3 HAUSSE TARIFAIRE ET IMPACTS

3.1 Niveau de la hausse

1 Le tableau 3 suivant résume, sur la base du coût de service du Distributeur, la
2 hausse tarifaire demandée et la stratégie tarifaire déployée.

3 **TABLEAU 3**

Évaluation du déficit et de la hausse au 1er avril 2007 (M\$)	
Demande R-3610-2006	
Revenus des ventes 2007 (sans hausse de tarif)	9 947,4
Revenus autres que ventes d'électricité	153,2
Ajustement - Provision réglementaire 2006	-141,4
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	9 959,2
Revenus requis	
Achats	
Achats d'électricité	4 971,1
Service de transport	2 483,0
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 235,8
Autres charges	770,6
Rendement sur la base de tarification	754,3
Revenus requis	10 214,8
Revenus additionnels requis au 1er avril	-255,6
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	9 127,6
Hausse demandée - 1er avril 2007	2,80%
Revenus générés en 2007 par la hausse demandée	177,0
Provision réglementaire 2007 récupérée en 2008	78,6

4

1 L'écart entre les revenus sur la base des tarifs actuels et les revenus requis
2 découlant du coût de service est de 255,6 M\$ en 2007, justifiant une hausse de
3 2,8 % de l'ensemble des tarifs d'électricité, La provision réglementaire pour
4 l'année 2007 récupérée en 2008 telle qu'autorisée par la Régie dans sa décision
5 D-2005-34, se chiffre à 78,6 M\$. Des revenus de 177 M\$ sont par ailleurs
6 anticipés par cette hausse sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2007.

3.2 Tarifs

7 Tout en intégrant la hausse de 2,8 %, le Distributeur continuera de se situer
8 parmi les compagnies qui offrent les tarifs les plus bas en Amérique du Nord. En
9 effet, parmi les villes qui font l'objet de la comparaison annuelle des prix
10 effectuée par le Distributeur et, comme l'indique le tableau suivant, Hydro-
11 Québec offre, avec Manitoba Hydro et BC Hydro, des tarifs résidentiels
12 nettement plus avantageux que les autres distributeurs nord-américains en date
13 du 1er avril 2006⁵.

⁵ Source : Comparaison des prix dans les grandes villes nord-américaines (avril 2006). La version électronique sera disponible sous peu sur le site Internet d'Hydro-Québec.

1
2
3
4

TABLEAU 5
INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD
(AVRIL 2006)

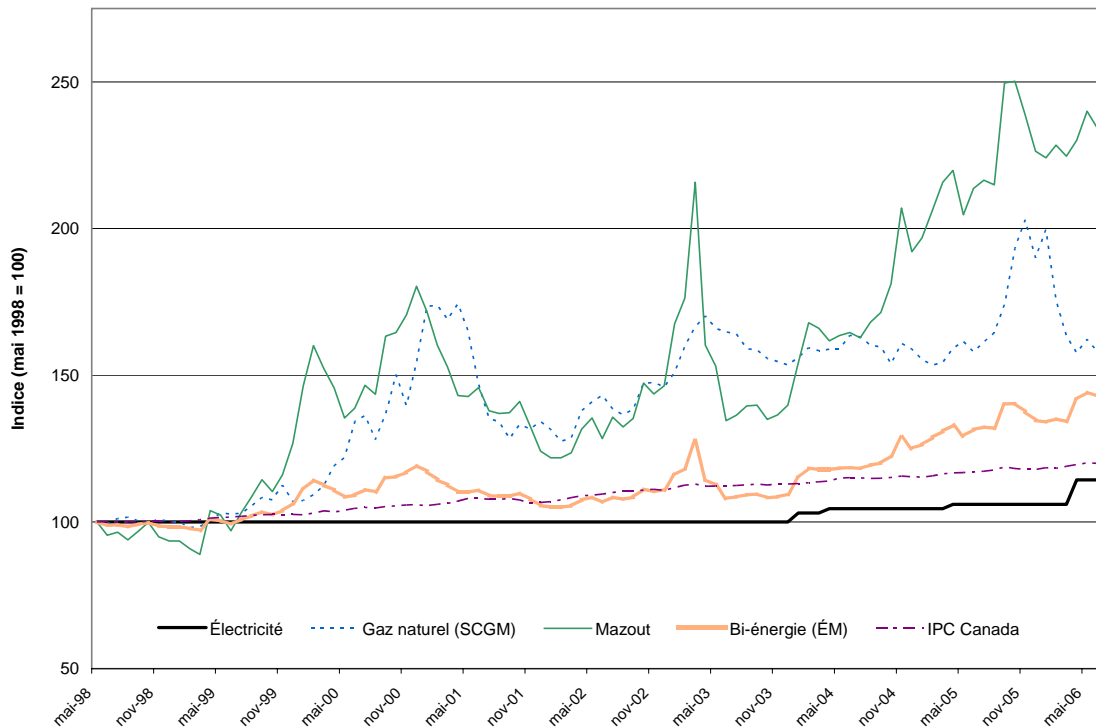
	Clients résidentiels (1 000 kWh)	Clients de petite puissance (40 kW - 10 000 kWh)	Clients de moyenne puissance (1 000 kW - 400 000 kWh)	Clients de grande puissance (5 000 kW - 3 060 000 kWh)
Villes canadiennes				
- Montréal	100	100	100	100
- Toronto	169	128	138	181
- Winnipeg	95	73	70	78
- Moncton	154	128	135	127
- Edmonton	155	117	119	143
- Vancouver	97	83	73	94
Villes américaines				
- New York	291	239	246	303
- Chicago	139	135	128	154
- Détroit	198	146	140	166
- Portland	119	88	81	103
- Seattle	124	82	96	143

Note 1 : Prix calculés en dollars canadiens et excluant toutes taxes de vente

Par ailleurs, tel que le démontre la figure suivante, la clientèle du Distributeur a bénéficié de la stabilité des prix de l'électricité durant une période où les prix du mazout et du gaz naturel ont connu une croissance marquée et une grande volatilité. Les clients domestiques du Distributeur continueront de profiter de la source d'énergie la plus stable pour le chauffage. Ainsi, entre le 1^{er} mai 1998 et le 1^{er} avril 2006, la facture énergétique pour une maison moyenne de 158 m² chauffée à l'électricité a crû de 14,4 % alors que la facture de la même maison, chauffée au mazout ou au gaz naturel, a crû respectivement de 130 % et de 58 %.

1
2
3
4

FIGURE 1
CROISSANCE DES COÛTS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE SITUÉE À MONTRÉAL
MAI 1998 À JUIN 2006



3.3 Structures tarifaires

5 Dans un contexte de coûts marginaux d'approvisionnement élevés, il importe de
6 s'assurer que le signal de prix envoyé aux clients incite à une utilisation plus
7 efficiente de l'électricité.

8 En continuité avec les décisions récentes de la Régie, le Distributeur entend
9 poursuivre la hausse différenciée des composantes des tarifs déjà amorcée qui
10 vise à agir sur les éléments les plus élastiques du tarif. Ainsi, pour les clients
11 résidentiels, le Distributeur propose d'augmenter davantage le prix de la 2^e
12 tranche en énergie. Cette orientation reflète davantage les coûts marginaux,
13 accentue le signal de prix reçu par le client et incite à l'économie d'énergie.

1 Pour les tarifs généraux (G, M et L), cette orientation se traduit par des hausses
2 plus importantes de la composante énergie de ces tarifs.

3.4 Impact sur les clients à faible revenu

3 Il est important que tout consommateur d'électricité ait la juste mesure du coût de
4 service de l'électricité et qu'il ait accès aux outils lui permettant de gérer sa
5 facture.

6 En raison des hausses différenciées, l'ajustement demandé de 2,8 % affecte, en
7 moyenne, moins les ménages à faible revenu, dont la consommation est
8 davantage concentrée dans la première tranche du tarif D.

9 Le Distributeur propose par ailleurs une augmentation de 71,7 M\$ du budget
10 2007 de son plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) par rapport aux
11 prévisions présentées dans la demande R-3584-2005, pour le porter à 245 M\$
12 pour l'année 2007 visant ainsi à générer des économies d'énergie additionnelles
13 de 110 GWh pour un total de 661 GWh en 2007. Pour favoriser une plus grande
14 accessibilité au PGEÉ au bénéfice des clients à faible revenu, le Distributeur
15 prévoit une aide particulière et des programmes adaptés à leurs besoins.
16 L'intensification des efforts en efficacité énergétique pour cette clientèle se
17 manifeste par un budget de 19 M\$ en 2007, soit 18 % des investissements
18 totaux du marché résidentiel.

19 Finalement, le Distributeur souhaite examiner différents moyens pouvant être
20 développés afin d'assister les clients en difficulté de paiement selon une
21 approche intégrée couvrant notamment des mesures de réduction de la
22 consommation.

1 Déjà, le Distributeur a implanté au cours des dernières années diverses
2 améliorations aux services offerts à la clientèle à faible revenu en recouvrement.
3 En particulier, en collaboration avec diverses associations de consommateurs, le
4 Distributeur a élaboré le concept d'ententes personnalisées. Afin de faire
5 progresser davantage son intervention auprès des ménages à faible revenu
6 ayant des difficultés de paiement, un comité sera mis en place, qui regroupera
7 des groupes d'intérêt actifs auprès de cette clientèle.