

**PROPOSITIONS CONCERNANT LES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ ET LEURS CONDITIONS
D'APPLICATION**

Table des matières

1	CONTEXTE DE LA DEMANDE	7
1.1	INTERFINANCEMENT.....	7
1.2	PROPOSITIONS RELATIVES AUX STRUCTURES TARIFAIRES.....	7
1.3	ÉVOLUTION DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ, DE L'INFLATION ET DU PRIX DES COMBUSTIBLES.....	8
2	STRATÉGIE TARIFAIRE	9
2.1	PRINCIPES TARIFAIRES.....	9
2.1.1	<i>Refléter la structure des coûts du service</i>	10
2.1.2	<i>Donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique</i>	11
2.1.3	<i>Simplicité, équité, continuité et stabilité tarifaires</i>	12
2.2	ÉCART ENTRE LES REVENUS REQUIS ET LES REVENUS PRÉVUS POUR 2006.....	13
2.3	HAUSSE TARIFAIRE PROPOSÉE.....	13
3	STRUCTURES PROPOSÉES	16
3.1	TARIFS DOMESTIQUES.....	16
3.1.1	<i>Description des tarifs et de la clientèle</i>	16
3.1.1.1	Tarifs D et DM.....	16
3.1.1.2	Tarif DT.....	20
3.1.2	<i>Cadre d'analyse et structure proposée</i>	22
3.1.2.1	Redevance.....	23
3.1.2.2	Seuil de la première tranche.....	23
3.1.2.3	Écart entre les tranches d'énergie.....	23
3.1.2.4	Prime de puissance.....	27
3.1.2.5	Structure tarifaire.....	27
3.2	TARIFS GÉNÉRAUX.....	28
3.2.1	<i>Description des tarifs et de la clientèle</i>	28
3.2.1.1	Tarif L.....	28
3.2.1.2	Tarif M.....	29
3.2.1.3	Tarif G.....	30
3.2.2	<i>Cadre d'analyse et structures proposées</i>	32
3.2.2.1	Prix de l'énergie.....	32
3.2.2.2	Seuil de facturation de la puissance au tarif G.....	36
4	IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE	37
4.1	REVENUS PRÉVUS PAR CATÉGORIE TARIFAIRE.....	37
4.2	IMPACT SUR L'INTERFINANCEMENT.....	38
4.3	FACTURE DES CLIENTS.....	40
4.3.1	<i>Tarifs domestiques</i>	40
4.3.1.1	Distribution des impacts.....	40
4.3.1.2	Impact sur les factures mensuelles.....	41
4.3.1.3	Impact sur le client moyen.....	41
4.3.2	<i>Tarifs généraux</i>	42
4.3.2.1	Distribution des impacts.....	42
4.3.2.2	Impacts sur les factures mensuelles.....	45
5	POSITION CONCURRENTIELLE	47
5.1	AU QUÉBEC.....	47
5.2	EN AMÉRIQUE DU NORD.....	48

6	OPTIONS TARIFAIRES	51
6.1	BILAN DE L'OPTION DE TARIFICATION EN TEMPS RÉEL	51
6.1.1	<i>Introduction de l'option à titre expérimental</i>	51
6.1.2	<i>Faiblesses de l'option</i>	51
6.1.3	<i>Proposition</i>	52
6.2	OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE	53
6.2.1	<i>Détermination du prix</i>	53
6.2.2	<i>Modalités d'application</i>	55
6.2.2.1	Détermination des composantes de référence	55
6.2.2.2	Calcul de la facture	56
6.2.2.3	Proposition	56
6.3	OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE MOYENNE PUISSANCE	56
6.3.1	<i>Contexte</i>	56
6.3.2	<i>Détermination des paramètres de l'option</i>	57
6.3.3	<i>Consultation de la clientèle</i>	59
6.3.4	<i>Modalités d'application proposées</i>	61
6.3.5	<i>Impacts</i>	64
6.3.5.1	Impacts sur les participants	64
6.3.5.2	Impacts sur le Distributeur	65
6.4	AUTRES OPTIONS TARIFAIRES MODIFIÉES PAR LE DISTRIBUTEUR	66
6.4.1	<i>Tarifs LC</i>	66
6.4.2	<i>Tarif LP</i>	66
6.4.3	<i>Modalités de rattrapage</i>	67
6.4.3.1	Activités d'hiver	67
6.4.3.2	Réseaux municipaux	67
7	TARIFICATION EN RÉSEAUX AUTONOMES	68
7.1	INTRODUCTION	68
7.2	DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE	69
7.3	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES	70
7.3.1	<i>Historique au nord du 53^e parallèle</i>	70
7.3.2	<i>Historique au sud du 53^e parallèle</i>	71
7.3.3	<i>Application tarifaire actuelle</i>	72
7.4	FRAIS SPÉCIAUX DE BRANCHEMENT : CHAUFFAGE ÉLECTRIQUE TEMPORAIRE	73
7.5	APPLICATIONS THERMIQUES : CLIMATISATION ET CÂBLES CHAUFFANTS	74
7.6	TARIF POUR LES LIVRAISONS EXCÉDANT 1 000 KVA	76
7.6.1	<i>Contexte actuel</i>	76
7.6.2	<i>Nécessité d'un nouveau tarif</i>	78
7.6.3	<i>Coûts marginaux de production</i>	78
7.6.4	<i>Structure du tarif MA proposé</i>	82
7.7	DOMAINE D'APPLICATION	85
7.7.1	<i>Modifications aux libellés</i>	86
7.8	DÉFINITION DE "RÉSEAU AUTONOME"	86
8	TARIFS PROPOSÉS	87
8.1	NOUVELLE GRILLE DES TARIFS	87
8.2	CALCUL DES NOUVEAUX PRIX	87
9	MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS	88
9.1	DÉCISION D-2004-170	89
9.1.1	<i>Abrogation du tarif BT</i>	89
9.1.2	<i>Tarif de transition pour les usages de photosynthèse</i>	90

9.2	DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES	90
9.3	TARIFS GÉNÉRAUX DE PETITE PUISSANCE	90
9.4	TARIFS GÉNÉRAUX DE MOYENNE PUISSANCE	91
9.5	TARIFS GÉNÉRAUX DE GRANDE PUISSANCE	91
9.6	TARIFS APPLICABLES EN RÉSEAUX AUTONOMES	92
9.7	DISPOSITIONS COMPLÉMENTAIRES.....	92
9.8	TARIF DU SERVICE VISILEC.....	93
ANNEXE A : IMPACT DU PASSAGE DU SEUIL DE FACTURATION DE LA PUISSANCE DE 45 KW À 50 KW AU TARIF G (EXEMPLES DE FACTURES MENSUELLES)		95
ANNEXE B : PRIX HISTORIQUES SUR LE MARCHÉ DAM DE RÉFÉRENCE (NYISO ZONE M)		99
ANNEXE C : EXEMPLE DE CALCUL DE FACTURE À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE.....		103
ANNEXE D : EXEMPLE D'APPLICATION DES CRÉDITS ET DE LA PÉNALITÉ ASSOCIÉS À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE MOYENNE PUISSANCE.....		107
ANNEXE E : HISTORIQUE DES TARIFS APPLICABLES EN RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53^E PARALLÈLE		111
ANNEXE F : MODIFICATIONS DÉTAILLÉES AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE CONCERNANT LES RÉSEAUX AUTONOMES.....		115
ANNEXE G : PROPOSITION D'UNE NOUVELLE NUMÉROTATION TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR		121

1 CONTEXTE DE LA DEMANDE

1 Les tarifs actuels d'Hydro-Québec Distribution (ci-après, le Distributeur)
2 apparaissent dans le document *Tarifs du Distributeur et conditions d'application*
3 *en vigueur le 1^{er} avril 2005* (ci-après, le texte des Tarifs) tel qu'approuvé le 23
4 mars 2005¹ par la Régie de l'énergie (ci-après, la Régie) dans sa décision D-
5 2005-48 . Cette décision faisait suite à la décision D-2005-34².

6 La présente demande concerne les tarifs relatifs à l'année 2006-2007 ainsi que
7 les modifications au texte des Tarifs qui en résulteront.

1.1 Interfinancement

8 Le 4^e alinéa de l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après, la Loi)
9 stipule que la Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs
10 afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de
11 consommateurs. Comme la Régie l'a reconnu dans ses décisions D-2003-232 et
12 D-2004-47, et comme il le sera à nouveau démontré à la section 4.2, la hausse
13 uniforme des tarifs telle que proposée par le Distributeur ne modifie pas
14 l'interfinancement entre les catégories tarifaires.

1.2 Propositions relatives aux structures tarifaires

15 Dans sa décision D-2005-34, la Régie souscrivait au principe du Distributeur à
16 l'effet que la structure des tarifs d'électricité devait refléter les coûts du service.
17 Elle demandait au Distributeur, lors de ses futures causes tarifaires, de présenter
18 une mise à jour de l'adéquation entre les structures tarifaires et les coûts et de
19 proposer sur quelles composantes des tarifs les prochaines hausses tarifaires
20 devraient porter. Aucun élément majeur ne justifie pour 2006-2007 une mise à

¹ Décision relative à l'approbation de la grille tarifaire du Distributeur applicable à compter du 1^{er} avril 2005.

1 jour des orientations du Distributeur en matière de structures tarifaires par
2 rapport à 2005-2006. C'est pourquoi le Distributeur poursuit les ajustements déjà
3 acceptés par la Régie dans sa décision D-2005-34, tout en enrichissant la
4 justification de ses propositions et orientations à la section 3.

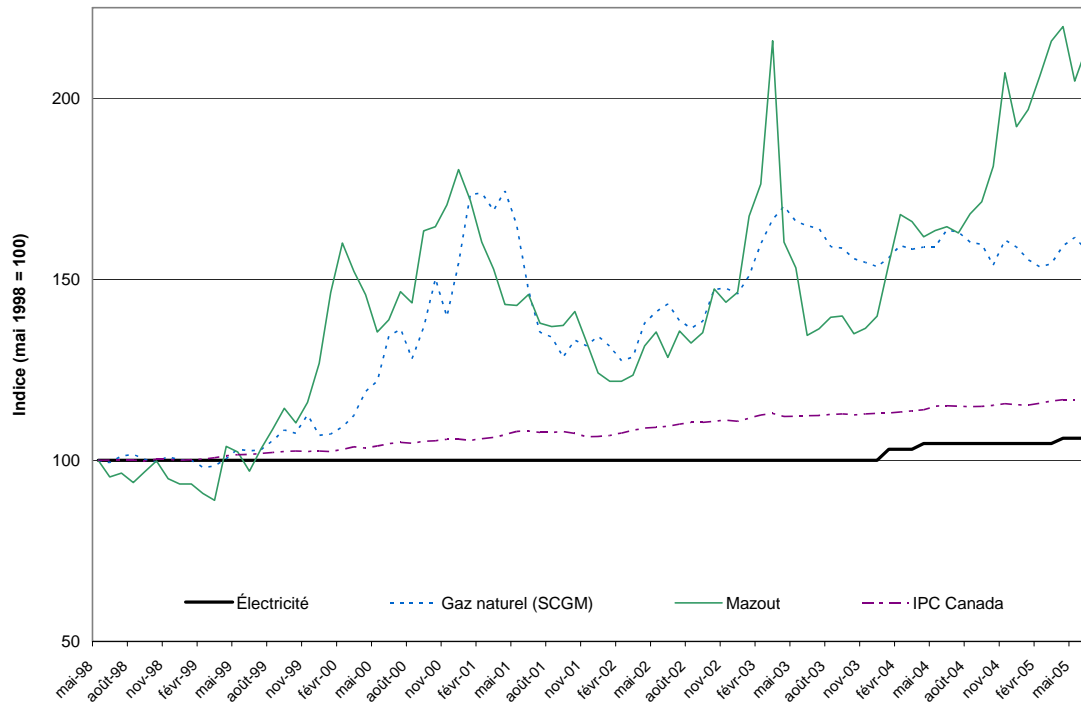
1.3 Évolution des tarifs d'électricité, de l'inflation et du prix des combustibles

5 Après plus de cinq années de gel tarifaire, la Régie a autorisé le Distributeur à
6 hausser ses tarifs en 2004. Puisque l'indice des prix à la consommation a
7 progressé de 17 % entre 1998 et 2005 et que les tarifs du Distributeur n'ont crû
8 que de 5,7 % pour la même période, les Québécois paient, en dollars constants,
9 moins cher leur électricité aujourd'hui qu'il y a sept ans.

10 De plus, comme le démontre la figure 1, la clientèle du Distributeur a bénéficié de
11 la stabilité des prix de l'électricité durant une période où les prix du mazout et du
12 gaz naturel ont connu une croissance marquée et une grande volatilité. Ainsi,
13 entre le 1^{er} mai 1998 et le 1^{er} avril 2005, la facture énergétique pour une maison
14 moyenne de 158 m² chauffée à l'électricité a crû de 6 % alors que la facture de la
15 même maison, chauffée au mazout ou au gaz naturel, a crû respectivement de
16 120 % et de 59 %.

² Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006.

FIGURE 1
CROISSANCE DES COÛTS D'ÉNERGIE POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
MAISON UNIFAMILIALE MOYENNE À MONTRÉAL



2 STRATÉGIE TARIFAIRE

2.1 Principes tarifaires

- 1 Le Distributeur peut recouvrer les revenus autorisés par la Régie via une infinité
- 2 de structures tarifaires allant d'un tarif uniforme pour l'ensemble des clients
- 3 (revenus autorisés/ventes en kWh) jusqu'à une multitude de tarifs particuliers
- 4 comportant chacun des composantes fixes et variables. Les choix quant au
- 5 nombre de tarifs, au type de structure et au niveau de chaque composante
- 6 devraient se faire en fonction des principes qui suivent.

2.1.1 Refléter la structure des coûts du service

1 Les tarifs constituent un signal qui permet au client d'être informé des coûts
2 engagés pour répondre à sa demande. La conception des différents tarifs
3 consiste à refléter les coûts du service entre leurs composantes fixes et variables
4 afin de traduire les particularités du coût du service par catégorie tarifaire. Elle
5 permet également de traiter de la même façon les clients qui présentent des
6 caractéristiques de consommation semblables.

7 D'un point de vue tarifaire, les coûts du service s'expriment au niveau de la
8 puissance, de l'énergie et de l'abonnement.

9 La facturation de la puissance permet normalement de récupérer les coûts des
10 équipements nécessaires pour répondre à la demande au moment de la pointe.
11 Même en l'absence de toute consommation en kWh, ces équipements et
12 services doivent être maintenus et par conséquent facturés. Ainsi, les coûts de
13 transport et du réseau de distribution associés à chaque catégorie tarifaire sont
14 des coûts fixes puisqu'ils sont fonction de sa présence en pointe. Ils devraient
15 donc être récupérés via la composante puissance des tarifs.

16 Certains frais dépendent de la quantité d'énergie livrée. Ils représentent des
17 charges variables qui sont normalement récupérées dans la composante énergie
18 des tarifs. Il en va ainsi du coût de la fourniture de chaque catégorie tarifaire qui
19 s'exprime en ¢/kWh. Il est à noter toutefois que même si ce coût est traité dans la
20 composante énergie du tarif, il reflète néanmoins l'utilisation de la puissance en
21 pointe de chaque catégorie tarifaire puisque la répartition de ce coût se fait
22 notamment sur la base du facteur d'utilisation.

23 D'autres frais sont liés avant tout au nombre de clients desservis
24 indépendamment de leur niveau de consommation. Ces frais, tels les coûts de
25 mesurage, de relève et de facturation, sont normalement récupérés sous la
26 forme d'une redevance d'abonnement lorsqu'ils sont significatifs.

2.1.2 Donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique

1 Pour garantir l'utilisation optimale des ressources, la théorie économique suggère
2 que le prix d'un bien soit fixé en fonction du coût marginal³, c'est-à-dire le coût
3 associé à la production d'une unité supplémentaire de ce bien. Or, au Québec
4 comme ailleurs, ce sont les coûts moyens qui servent à établir le niveau des
5 tarifs d'électricité de base.

6 À défaut d'une tarification au coût marginal, il est toutefois possible d'induire les
7 bons choix économiques et énergétiques en reflétant, dans la structure des tarifs,
8 le signal que donnent les coûts marginaux. Il ne s'agit pas ici d'utiliser les coûts
9 marginaux pour fixer le niveau des tarifs mais plutôt d'utiliser les coûts marginaux
10 et leur structure intrinsèque — soit les coûts d'énergie et de puissance — en tant
11 qu'indicateurs des changements à apporter aux structures tarifaires sur un
12 horizon de long terme.

13 Le signal de prix du coût marginal de long terme aura d'autant plus d'effet sur le
14 comportement des clients s'il est appliqué sur les composantes les plus
15 élastiques des structures⁴. La tarification peut donc inciter les consommateurs à
16 faire une utilisation rationnelle de l'électricité en les informant de l'impact de leur
17 comportement sur les coûts du Distributeur.

18 Les coûts marginaux utilisés dans la présente cause tarifaire sont les mêmes que
19 ceux présentés dans la cause R-3552-2004 – Phase II portant sur la demande
20 d'approbation budgétaire 2005 du Plan global en efficacité énergétique⁵. Compte
21 tenu qu'il n'y a pas eu de variations significatives dans le portefeuille
22 d'approvisionnements du Distributeur depuis l'automne 2004 et compte tenu
23 surtout que les coûts marginaux sont utilisés dans ce document en tant

³ De façon générale, dans l'industrie électrique, les coûts marginaux de long terme servent à la conception des tarifs de base alors que les coûts marginaux de court terme sont davantage utilisés pour la conception d'options tarifaires en lien avec la gestion de la demande à court terme.

⁴ Composantes sur lesquelles les clients peuvent agir en réaction à un signal de prix.

1 qu'indicateurs d'une tendance de long terme, plutôt que comme cible précise,
2 ces coûts demeurent valides en ce qui concerne le signal de prix.

2.1.3 Simplicité, équité, continuité et stabilité tarifaires

3 Un principe de simplicité doit généralement guider la conception des tarifs. La
4 simplicité signifie d'une part, d'éviter de multiplier les tarifs ou de construire des
5 tarifs sur mesure pour tous les clients et, d'autre part, de concevoir des tarifs
6 faciles à comprendre et à appliquer. C'est également pour des raisons de
7 simplicité que le Distributeur ne facture pas en puissance les clients domestiques
8 avec un appel de moins de 50 kW et les clients de petite puissance (tarif G) avec
9 un appel de moins de 45 kW.⁶

10 La simplicité tarifaire doit se faire en respectant le principe d'équité tarifaire, que
11 ce soit entre les catégories tarifaires ou entre les clients d'une catégorie tarifaire.
12 En effet, bien que les clients à l'intérieur d'une catégorie tarifaire présentent de
13 grandes similarités quant à leur profil de consommation, leur position sur le
14 réseau de distribution ainsi qu'au type de services utilisés, ils impliquent
15 néanmoins une grande diversité de coûts. Puisque tous les clients d'une
16 catégorie tarifaire sont facturés selon le même tarif, certains parmi eux paieront
17 plus que leurs coûts alors que d'autres paieront moins. L'équité à l'intérieur d'une
18 catégorie tarifaire est garantie lorsque, pour les sous-groupes de clients qui
19 forment la catégorie tarifaire, l'écart entre les coûts et les revenus générés est
20 raisonnable.

21 Compte tenu de cet intrafinancement, la modification d'une structure, bien que
22 réalisée à revenus constants, impliquera théoriquement que certains clients
23 subiront une hausse de facture tandis que d'autres verront leur facture diminuer.
24 Concrètement, puisque les ajustements de structures sont réalisés dans le cadre

⁵ HQD-3, Document 1 de la cause R-3552-2004.

⁶ Au 1^{er} avril 2006, la limite inférieure de facturation de la puissance au tarif G sera portée à 50 kW (voir section 3).

1 des demandes de hausses des tarifs, la "hausse" associée à la modification de
2 structure s'ajouterait donc à la hausse tarifaire régulière et certains clients
3 pourraient connaître des hausses supérieures à la moyenne. Cet effet cumulatif
4 doit être pris en compte pour déterminer la période nécessaire pour atteindre la
5 structure souhaitée.

6 La continuité entre les tarifs permet quant à elle d'assurer l'équité entre les
7 catégories tarifaires. En respectant ce principe, les structures tarifaires
8 encouragent les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond à leur
9 niveau de consommation et à la durée d'utilisation de leur puissance maximale
10 appelée.

11 Les structures définies devraient finalement assurer la stabilité des tarifs. Les
12 ajustements des structures tarifaires devraient se faire de façon progressive et,
13 dans certaines circonstances telle que la gestion fine de la pointe, il est
14 préférable de miser sur les options tarifaires plutôt que sur le bouleversement
15 des tarifs de base afin de respecter le libre choix des consommateurs et de tenir
16 compte de leur capacité à modifier leurs profils de charge.

2.2 Écart entre les revenus requis et les revenus prévus pour 2006

17 Compte tenu des tarifs actuels et des revenus requis attribuables à l'application
18 des tarifs au 1^{er} avril plutôt qu'au 1^{er} janvier 2006, le Distributeur prévoit un
19 manque à gagner de 463 M\$⁷ pour l'année 2006.

2.3 Hausse tarifaire proposée

20 Le manque à gagner du Distributeur permettrait de justifier une demande de
21 hausse tarifaire de l'ordre de 5,3 % pour l'année tarifaire 2006-2007. Afin
22 d'atténuer l'impact de la hausse sur sa clientèle, le Distributeur demande plutôt à
23 la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de 3 % à compter du

⁷ Incluant la provision réglementaire 2005 de 31 M\$.

1 1^{er} avril 2006⁸, selon les prix proposés en HQD-13, Document 3 de cette preuve.
2 Cette hausse permettra de générer des revenus supplémentaires de 260 M\$
3 dont 180 M\$ du 1^{er} avril au 31 décembre 2006 et 79 M\$ relatifs à la provision
4 réglementaire (voir HQD-1, Document 1).

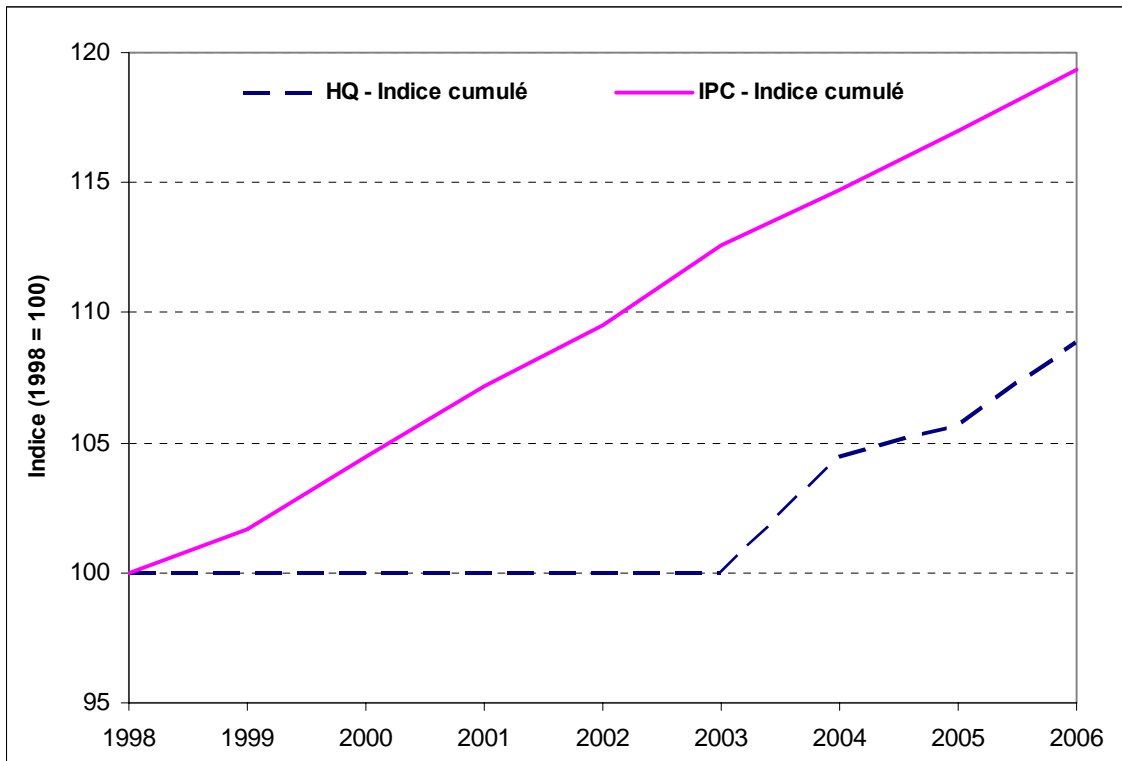
5 Cette hausse tarifaire s'applique également aux tarifs de gestion de la
6 consommation et d'énergie de secours dont les prix ont été, historiquement et
7 par souci d'équité, ajustés en fonction de la hausse des tarifs généraux (c'est le
8 cas du tarif GD) ou, pour les tarifs plus récents, selon une entente convenue
9 avec le Producteur (comme pour le tarif LD). Les prix de certaines options
10 tarifaires, notamment le tarif LP et la nouvelle option d'électricité additionnelle
11 (voir section 6), seront toutefois fixés en fonction du prix du marché.

12 La figure 2 présente l'évolution, sur l'horizon 1998-2006, des prix à la
13 consommation et des tarifs du Distributeur incluant la hausse proposée. Le taux
14 d'inflation prévu pour 2006 est de 2,0 %⁹, ce qui signifie qu'avec la hausse de
15 3 % demandée, la clientèle connaîtra une hausse réelle de 1 % en moyenne. Les
16 gains réels accumulés par la clientèle depuis 1998 sont donc pour l'essentiel
17 maintenus.

⁸ Voir HQD-4, Document 5.

⁹ Prévisions de mai 2005. Source : Direction Marchés financiers - Trésorerie de la Société.

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



3 STRUCTURES PROPOSÉES

3.1 Tarifs domestiques

3.1.1 Description des tarifs et de la clientèle

3.1.1.1 Tarifs D et DM

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

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

11 La structure du tarif D, présentée au tableau 1, comporte une redevance
12 (40,64 ¢/jour) et deux prix croissants pour l'énergie consommée, soit un prix plus
13 bas pour les 30 premiers kWh par jour (5,02 ¢/kWh), alors que l'excédent est
14 facturé à un prix plus élevé (6,33 ¢/kWh). En période d'hiver, lorsque la
15 puissance maximale appelée dépasse 50 kW, l'excédent est facturé au prix
16 mensuel de 3,96 \$/kW.

TABLEAU 1
TARIF D AU 1^{ER} AVRIL 2005

Redevance	40,64 ¢/jour
Les 30 premiers kWh/jour	5,02 ¢/kWh
Le reste de l'énergie	6,33 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver (excédent de 50 kW)	3,96 \$/kW

1 Le tarif DM est un tarif semblable au tarif D mais adapté au mesurage collectif
2 (voir tableau 2). Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité livrée
3 est destinée à un immeuble collectif d'habitation ou à une résidence
4 communautaire comprenant des logements dont le mesurage est collectif.

5 La particularité du tarif DM réside dans l'application d'un multiplicateur lié au
6 nombre de logements, dans le calcul de la redevance et du seuil de la première
7 tranche de consommation.

8 Le multiplicateur correspond :

- 9 • pour un immeuble collectif d'habitation et une résidence communautaire
10 comprenant des logements : au nombre de logements
- 11 • pour une résidence communautaire comprenant des logements et des
12 chambres : au nombre de logements de la résidence communautaire plus
 - 13 o 1 pour les 9 premières chambres ou moins, plus
 - 14 o 1 pour chaque chambre supplémentaire.

15 Les prix de la première et de la deuxième tranche sont de 5,02 ¢/kWh et
16 6,33 ¢/kWh respectivement. En période d'hiver, lorsque la puissance maximale
17 appelée dépasse 50 kW, l'excédent est facturé au prix mensuel de 0,99 \$/kW.

TABLEAU 2
TARIF DM AU 1^{ER} AVRIL 2005

Redevance	40,64 ¢/jour X multiplicateur
Les 30 premiers kWh/jour X multiplicateur	5,02 ¢/kWh
Le reste de l'énergie	6,33 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver (excédent de 50 kW)	0,99 \$/kW

1 Comme on peut le voir au tableau 3, un total de 2 747 381 abonnements aux
2 tarifs D et DM ont été retenus aux fins de l'analyse pour la période du 1^{er} mai
3 2004 au 30 avril 2005. La consommation et les revenus associés à ces
4 abonnements s'élèvent à 49 TWh et 3,2 milliards \$ sur la base des tarifs en
5 vigueur le 1^{er} avril 2005. Sur l'ensemble des abonnements, 5 600 seulement
6 étaient facturés pour la puissance en hiver.

7 Les deux tiers des clients résidentiels disposaient d'un chauffage tout à
8 l'électricité (TAE), l'autre tiers utilisant un système de chauffage autre
9 (non TAE)¹⁰, par exemple au gaz naturel, au mazout, au bois ou mixte. Plus de
10 43 000 abonnements concernaient des exploitations agricoles dont les activités
11 d'élevage des animaux et de culture des végétaux sont admissibles au tarif D.

¹⁰ Les clients résidentiels au tarif bi-énergie DT sont traités à la section suivante.

TABLEAU 3
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE AUX TARIFS D ET DM
(2004-2005)

	Abonnements	Consommation annuelle GWh	Revenus totaux M\$
Clientèle résidentielle			
<i>Chauffage tout électrique</i>	1 830 930	36 580	2 369
<i>Sans puissance facturée</i>	1 827 173	34 951	2 261
<i>Avec puissance facturée</i>	3 757	1 628	108
<i>Autres types de chauffage</i>	873 088	10 465	712
<i>Sans puissance facturée</i>	872 301	10 078	686
<i>Avec puissance facturée</i>	787	387	26
<i>Total clientèle résidentielle</i>	2 704 018	47 044	3 080
Clientèle agricole			
<i>Sans puissance facturée</i>	42 309	1 399	90
<i>Avec puissance facturée</i>	1 054	259	17
<i>Total clientèle agricole</i>	43 363	1 658	107
Clientèle domestique totale			
<i>Sans puissance facturée</i>	2 741 783	46 428	3 037
<i>Avec puissance facturée</i>	5 598	2 274	151
<i>Total clientèle domestique</i>	2 747 381	48 702	3 187

1 Le tableau 4 présente les factures mensuelles de la clientèle au tarif D pour la
2 période du 1^{er} mai 2004 au 30 avril 2005. Au cours de cette période, la
3 consommation annuelle moyenne au tarif D était de 17 050 kWh et la facture
4 mensuelle moyenne s'élevait à 93 \$. Avec une consommation de 26 500 kWh
5 par année, la maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité avait une
6 facture mensuelle de 140 \$.

TABLEAU 4
FACTURES MENSUELLES MOYENNES POUR LA CLIENTÈLE AU TARIF D

	Consommation annuelle Moyenne ¹ (kWh)	Facture mensuelle moyenne (\$)
Ensemble des clients au tarif D	17 050	93
Chauffés à l'électricité	19 300	104
Non chauffés à l'électricité	12 400	70
Maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (158 m ²)	26 500	140

Note 1 : Données de consommation arrondies.

3.1.1.2 Tarif DT

- 1 Le tarif DT est un tarif domestique optionnel qui s'applique à tout client
2 admissible aux tarifs D ou DM qui utilise, principalement à des fins d'habitation,
3 un système bi-énergie.
- 4 Outre la redevance de 40,64 ¢ par jour, le tarif DT comporte deux prix pour
5 l'énergie selon la température extérieure : 3,67 ¢/kWh lorsque la température est
6 égale ou supérieure à -12 °C ou -15 °C, selon les zones climatiques, et
7 16,46 ¢/kWh lorsque la température est inférieure à -12 °C ou -15 °C (voir le
8 tableau 5 pour la structure de prix et le tableau 6 pour les zones où la
9 température de transfert est de -15 °C). En période d'hiver, lorsque la puissance
10 maximale appelée dépasse 50 kW, l'excédent est facturé au prix mensuel de
11 0,99 \$/kW lorsque le mesurage est collectif et 3,96 \$/kW dans les autres cas.

**TABLEAU 5
TARIF DT AU 1^{ER} AVRIL 2005**

Redevance	40,64 ¢/jour
Prix de l'énergie hors pointe	3,67 ¢/kWh
Prix de l'énergie en pointe	16,46 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver sur l'excédent de 50 kW	
Immeuble avec mesurage collectif	0,99 \$/kW
Autres cas	3,96 \$/kW

- 1 Le prix hors pointe est calibré de façon à maintenir un avantage concurrentiel par
2 rapport au mazout. Actuellement, le client aura un intérêt à fonctionner à
3 l'électricité durant les périodes hors pointe tant que le prix du mazout sera
4 supérieur à 27,7 ¢/litre.¹¹

**TABLEAU 6
ZONES OÙ LA TEMPÉRATURE DE TRANSFERT DU TARIF DT EST DE -15°C**

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

Note 1 : Sauf les municipalités limitrophes (accès direct) au fleuve ou à la Baie des Chaleurs, de St-Fabien à la rivière Cascapédia.

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

¹¹ Le prix moyen du mazout a été de 60 ¢/litre durant la période de chauffage 2004-2005
(Source : Régie de l'énergie).

1 maison unifamiliale moyenne et pour une année à température normale, lorsque
2 le client utilise uniquement l'électricité pour satisfaire tous ses besoins de
3 chauffage. Il est suffisamment dissuasif pour inciter le client à utiliser une source
4 alternative d'énergie pour le chauffage et à déplacer certaines charges de base.
5 Pour que le client ait intérêt à consommer de l'électricité en pointe, il faudrait que
6 le prix du mazout soit supérieur à 1,24 \$/litre. Pour une année à température
7 normale, le tarif DT devrait procurer aux clients une économie de l'ordre de 5 à
8 15 % par rapport au tarif D, dépendant des efforts de ceux-ci au niveau de la
9 gestion de leur consommation.

10 Le tarif DT regroupe environ 119 000 abonnements, dont 103 126 ont été
11 retenus pour la période du 1^{er} mai 2004 au 30 avril 2005. Ces abonnements
12 généraient des ventes de 2,2 TWh et des revenus de 114 M\$.

3.1.2 Cadre d'analyse et structure proposée

13 Dans sa décision D-2005-34, la Régie demandait au Distributeur de lui présenter
14 une mise à jour de l'adéquation entre les structures tarifaires et les coûts tout en
15 proposant sur quelles composantes des tarifs les prochaines hausses tarifaires
16 devraient porter. Il s'agit en fait de l'exercice normal de justification d'une
17 structure tarifaire que le Distributeur présente dans les pages suivantes. Cet
18 exercice inclut les éléments de la structure tarifaire des tarifs domestiques qui ont
19 déjà fait l'objet d'une décision de la part de la Régie : le gel de la redevance,
20 l'augmentation de la prime de puissance aux tarifs D et DM ainsi que
21 l'introduction d'une prime de puissance au tarif DT. Le Distributeur propose à la
22 Régie de poursuivre ces orientations pour l'année tarifaire 2006-2007.

23 Au-delà de ces éléments, la Régie demandait, dans la même décision, de
24 préciser les modifications tarifaires nécessaires pour améliorer le signal de prix et
25 ce, lorsque la méthode de répartition des coûts serait plus définitive. Bien que la
26 méthode de répartition des coûts d'approvisionnement peut avoir un effet sur
27 l'ampleur des coûts qui seront attribués à chacune des catégories tarifaires, le

1 Distributeur précise que lorsqu'il s'agit du signal de prix associé à une structure
2 tarifaire, et selon les règles de l'art en matière tarifaire, la réflexion doit
3 également se déplacer au niveau des coûts marginaux.

3.1.2.1 Redevance

4 La redevance d'abonnement, exprimée en ¢/jour, est la composante fixe des
5 tarifs domestiques (D, DM, DT et DH). Dans sa preuve R-3541-2004, le
6 Distributeur a démontré que le niveau de la redevance couvre les frais du service
7 à la clientèle et de mesurage qui s'établissaient à 35 ¢/jour. Ces coûts sont liés
8 avant tout au nombre de clients desservis et ne varient pas avec la
9 consommation d'énergie.

10 Dans sa décision D-2005-34, la Régie avait opté pour un gel de la redevance
11 pour les tarifs domestiques. Le Distributeur propose à la Régie de reconduire ce
12 gel pour l'année tarifaire 2006-2007. Cette proposition traduit d'abord, dans un
13 contexte de signal de prix, le fait que la redevance est une partie inélastique de
14 la structure des tarifs. Cette proposition se justifie également par le fait que les
15 coûts de services à la clientèle ont historiquement été très stables et s'établissent
16 à un niveau similaire pour 2006.

3.1.2.2 Seuil de la première tranche

17 Conceptuellement, la première tranche couvre les usages de base (éclairage,
18 électroménagers, chauffe-eau) alors que la deuxième tranche couvre les autres
19 usages, dont le chauffage. Le seuil de 30 kWh par jour traduit bien cette
20 distinction, la consommation quotidienne moyenne des clients ne disposant pas
21 d'un système de chauffage tout à l'électricité se situant autour de 28 kWh par jour
22 sur une base annuelle.

3.1.2.3 Écart entre les tranches d'énergie

23 Les prix des deux tranches d'énergie sont actuellement de 5,02 ¢/kWh pour les
24 30 premiers kWh par jour et de 6,33 ¢/kWh pour les kWh restants. De ce fait,

1 l'écart actuel entre les tranches d'énergie est de 26 %.

2 Dans la preuve au dossier tarifaire 2005-2006¹², le Distributeur a démontré que
3 sur la base du différentiel de coûts moyens¹³ entre les usages de base et les
4 autres usages, l'écart de prix entre la première et la deuxième tranche des tarifs
5 D et DM pourrait se situer à un minimum de 34 % et un maximum de 50 %.

6 La justification du Distributeur relative à l'écart entre les tranches d'énergie, telle
7 qu'elle apparaît en HQD-13, Document 1 de la cause R-3541-2004, est toujours
8 actuelle. Le Distributeur ajoute toutefois à sa justification le signal des coûts
9 marginaux.

10 En effet, tel que mentionné à la section 2.1.2, un prix fixé en fonction du coût
11 marginal de long terme assure une utilisation optimale des ressources. Le client
12 peut alors agir en fonction du signal de prix sur la partie la plus élastique de sa
13 consommation.

14 Le prix de la deuxième tranche d'énergie des tarifs domestiques et,
15 conséquemment, l'écart entre les deux tranches d'énergie, est le levier le plus
16 important dont dispose le Distributeur pour favoriser les comportements efficaces
17 chez sa clientèle domestique. En effet, il est plus difficile de diminuer la
18 consommation pour les usages de base (consommation en première tranche).
19 En revanche, la deuxième tranche d'énergie est une composante plus élastique
20 de la structure du tarif D parce qu'il existe davantage de possibilités pour le client
21 de réduire sa consommation au-delà des usages de base. Plus le prix de la
22 deuxième tranche augmentera, plus le client sera enclin à réduire sa
23 consommation.

24 Le Distributeur ne suppose pas que le client domestique connaît explicitement la
25 structure du tarif D. En revanche, le montant de la facture d'électricité d'un client
26 est tributaire de cette structure. Lorsque, sous l'influence d'une hausse tarifaire,

¹² R-3541-2004, HQD-1, Document 2, pages 14 à 17.

¹³ Ou revenus requis.

1 le client voit monter sa facture d'électricité, il cherchera normalement à envisager
2 des actions qui contribueront à réduire sa consommation¹⁴. Comme mentionné,
3 lorsqu'il est question de signal de prix et de choix énergétiques, le prix de la
4 première tranche a moins d'impact sur la consommation que le prix de la
5 deuxième tranche. Puisque, à revenus constants, le prix de la première tranche
6 et le prix de la seconde sont dépendants et déterminés simultanément, l'exercice
7 tarifaire consiste donc à déterminer le juste prix pour chacune des tranches, prix
8 qui favorisera les bons choix énergétiques tout en tenant compte des autres
9 principes tarifaires.

10 Le tableau 7 présente les coûts marginaux associés au tarif D. Ainsi, pour
11 favoriser l'efficacité énergétique et pour aligner la structure du tarif domestique
12 sur un horizon de long terme, le prix de la deuxième tranche pourrait refléter le
13 coût marginal du chauffage. Ce coût est estimé à 8,56 ¢/kWh¹⁵ (annuité
14 constante sur 10 ans). À l'horizon 2014, le coût marginal du chauffage passe à
15 9,60 ¢/kWh. Ces coûts sont beaucoup plus élevés que les prix actuels des
16 tranches d'énergie.

¹⁴ Par exemple, choisir des appareils plus efficaces lors de leurs remplacements et remplacer les fenêtres.

¹⁵ R-3552-2004, HQD-3, Document 1, p. 39 de 43.

TABLEAU 7
COÛTS ÉVITÉS PAR USAGES POUR LA CLIENTÈLE DU TARIF D
(R-3552-2004)

(En ¢ / kWh)											
	<i>Annuité Constante¹ (10 ans)</i>	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Domestique - tarif D											
Chauffage de l'eau	8,06	8,44	7,27	7,42	7,56	7,71	7,87	8,52	8,69	8,87	9,04
<i>Fourniture et Transport</i>	7,50	7,92	6,74	6,88	7,01	7,15	7,30	7,94	8,10	8,26	8,42
<i>Transport - Charge locale</i>	0,31	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34
<i>Distribution</i>	0,26	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28
Chauffage des locaux	8,56	8,90	7,74	7,90	8,06	8,22	8,38	9,04	9,23	9,41	9,60
<i>Fourniture et Transport</i>	7,36	7,79	6,61	6,75	6,88	7,02	7,16	7,80	7,95	8,11	8,28
<i>Transport - Charge locale</i>	0,65	0,60	0,62	0,63	0,64	0,65	0,67	0,68	0,69	0,71	0,72
<i>Distribution</i>	0,55	0,51	0,51	0,52	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60
Tous les usages	8,19	8,56	7,40	7,54	7,70	7,85	8,01	8,66	8,83	9,01	9,19
<i>Fourniture et Transport</i>	7,42	7,84	6,66	6,80	6,93	7,07	7,21	7,85	8,01	8,17	8,33
<i>Transport - Charge locale</i>	0,42	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47
<i>Distribution</i>	0,35	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39

¹ Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 6,75%

1 Sans chercher à atteindre le niveau de ces prix, le Distributeur propose de mieux
 2 les refléter. Puisque la hausse de la première tranche ne modifiera pas ou peu le
 3 comportement des clients domestiques en matière de choix énergétiques, le
 4 Distributeur propose plutôt de faire porter la hausse tarifaire davantage sur la
 5 deuxième tranche.

6 L'évaluation du coût du chauffage d'une source d'énergie alternative peut
 7 également servir de balise pour évaluer l'évolution possible du prix de la
 8 deuxième tranche.

9 À titre indicatif, le coût en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel, pour la
 10 facture énergétique seulement, est de 6,83 ¢/kWh¹⁶. Lorsque sont ajoutés les
 11 coûts d'entretien et d'acquisition supplémentaires du système au gaz naturel par
 12 rapport à des plinthes électriques, le prix par kWh-équivalent est de 10,45 ¢/kWh.

13 Compte tenu de l'écart de coûts qui existe entre les usages de base et les autres
 14 usages (de l'ordre de 34 à 50 %), des prix des combustibles, mais surtout du
 15 signal donné par les coûts marginaux, il existe une marge de manœuvre pour

1 augmenter, au tarif D, le prix de la deuxième tranche davantage que celui de la
2 première. Le Distributeur propose donc pour 2006 d'augmenter le prix de la
3 deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première afin d'améliorer le
4 signal de prix tout en limitant les impacts tarifaires sur la clientèle.

5 Cette approche s'applique également au tarif DT en ce qui concerne le prix de
6 l'énergie consommée lorsque la température est égale ou supérieure à -12 °C ou
7 -15 °C. En effet, ce prix peut être augmenté davantage pour donner un meilleur
8 signal de prix pour tous les usages, tout en préservant les économies annuelles
9 réalisées par le client et sans atténuer son intérêt à utiliser le combustible
10 lorsqu'il fait froid.

3.1.2.4 Prime de puissance

11 En ce qui concerne la prime de puissance, le Distributeur propose de poursuivre,
12 pour les tarifs domestiques, les ajustements amorcés en 2005-2006 en
13 augmentant la prime de 0,75 \$/kW pour les tarifs à mesurage individuel et
14 0,18 \$/kW pour ceux à mesurage collectif.

3.1.2.5 Structure tarifaire

15 La structure proposée pour le tarif D, applicable le 1^{er} avril 2006 et incluant une
16 hausse globale de 3 %, apparaît au tableau suivant. En tenant compte du gel de
17 la redevance et en respectant les orientations décrites à la section 3.1.2.3, le prix
18 de la deuxième tranche est augmenté de 4,4 %, soit deux fois plus que celui de
19 la première tranche.

¹⁶ En considérant 80 % d'efficacité des systèmes de chauffage au gaz naturel.

TABLEAU 8
HAUSSE TARIFAIRE ET SCÉNARIO RETENU – TARIF D

Redevance	40,64 ¢/jour
Les 30 premiers kWh/jour	5,13 ¢/kWh
Le reste de l'énergie	6,61 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver (excédent de 50 kW)	4,71 \$/kW

3.2 Tarifs généraux

3.2.1 Description des tarifs et de la clientèle

3.2.1.1 Tarif L

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

TABLEAU 9
TARIF L AU 1^{ER} AVRIL 2005

Prime de puissance	11,52 \$/kW
Prix de l'énergie	2,56 ¢/kWh
Prime de dépassement (période d'hiver) quotidienne	6,75 \$/kW
limite mensuelle	20,25 \$/kW

6 Du 1^{er} mai 2004 au 30 avril 2005, 230 abonnements ont été retenus pour fins
7 d'analyse au tarif L. La consommation annuelle totalise 44 366 GWh, pour des
8 revenus annuels de 1 850 M\$. Le tableau 10 présente une description sommaire
9 de la clientèle au tarif L.

**TABLEAU 10
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF L – 2004-2005**

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Commercial	36	1 844	87
Industriel	152	36 969	1 505
Institutionnel	26	1 435	69
Réseaux municipaux	16	4 118	188
Total	230	44 366	1 850

3.2.1.2 Tarif M

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

**TABLEAU 11
TARIF M AU 1^{ER} AVRIL 2005**

Prime de puissance	12,60 \$/kW
Prix de l'énergie pour les 210 000 premiers kWh pour le reste de l'énergie	3,94 ¢/kWh 2,56 ¢/kWh
Prime de dépassement (période d'hiver)	13,50 \$/kW

6 Pour la période allant du 1^{er} mai 2004 au 30 avril 2005, 12 098 abonnements ont
7 été retenus pour fins d'analyse au tarif M, pour une consommation de

1 24 969 GWh et un revenu total de 1 615 M\$. Un client au tarif M consomme en
2 moyenne 2 GWh mais près de 75 % de cette clientèle ne consomme jamais dans
3 la deuxième tranche d'énergie. Les clients au tarif M sont pour plus de la moitié
4 des clients commerciaux (57 %), mais le tarif M comprend aussi des clients de
5 types industriel (25 %) et institutionnel (18 %) en assez grande proportion. Les
6 clients résidentiels et agricoles y sont peu présents.¹⁷

7 Le tableau 12 offre un aperçu de la répartition des abonnements, de la
8 consommation et des revenus au tarif M par secteurs d'activité pour la période
9 allant du 1^{er} mai 2004 au 30 avril 2005.

TABLEAU 12
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF M¹ – 2004-2005

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus totaux (M\$)
Agricole	32	36	3
Commercial	6 845	11 751	762
Industriel	2 992	9 203	583
Institutionnel	2 198	3 909	264
Résidentiel	31	70	4
Total	12 098	24 969	1 615

Note 1 : Incluant les 22 abonnements au tarif M courte durée, consommant 10 GWh et générant 0,8 M\$ de revenus.

3.2.1.3 Tarif G

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

¹⁷ Principalement des immeubles à logements et des clients agricoles non admissibles au tarif D.

TABLEAU 13
TARIF G AU 1^{ER} AVRIL 2005

Redevance d'abonnement	12,33 \$/mois
Prime de puissance applicable à l'excédent de 45 kW	14,40 \$/kW
Prix de l'énergie pour les 13 200 premiers kWh pour le reste de l'énergie	7,86 ¢/kWh 3,96 ¢/kWh

1 Le tarif G regroupe près de 250 000 abonnements, mais les données de
2 référence pour l'année 2004-2005 n'en retiennent que 221 093, à cause de la
3 relative instabilité de ces abonnements¹⁸. Ces abonnements représentent un
4 revenu total de 909 M\$ et une consommation de 11 214 GWh. Ce tarif s'adresse
5 essentiellement à une clientèle de type commercial avec 89 % des
6 abonnements, mais aussi à des clients institutionnels (8 %) et industriels (3 %).
7 Les clients agricoles et résidentiels ne sont représentés que dans une proportion
8 marginale. La consommation moyenne pour un client au tarif G était d'environ
9 51 MWh pour la période observée.

10 La structure du tarif G permet de diviser la clientèle en deux groupes aux
11 caractéristiques bien différentes : les clients qui paient la prime de puissance
12 (ayant une puissance à facturer de plus de 45 kW) et les clients qui ne la paient
13 pas. Le tableau 14 présente, pour la période allant du 1^{er} mai 2004 au 30 avril
14 2005, la répartition des abonnements, des kWh consommés et des revenus par
15 types de clientèle en mettant en évidence les clients qui sont facturés pour la
16 puissance.

¹⁸ En effet, il s'agit en grande majorité de petits locaux commerciaux dont l'activité est plus instable et moins prévisible que celle des entreprises aux tarifs M et L ou de la clientèle domestique. Il est courant pour ce type de local de rester inoccupé pendant de longues périodes après une fermeture. Le cas échéant, ces abonnements deviennent inactifs dans le système de facturation ou donnent lieu à des profils de consommation incomplets, qui ne peuvent être retenus à des fins d'analyse.

**TABLEAU 14
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF G¹ – 2004-2005**

	Abonnements		Consommation annuelle (GWh)		Revenus totaux (M\$)	
	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée	Total	Dont puissance facturée
Agricole	310	47	19	10	2	1
Commercial	195 754	17 533	9 564	3 849	773	300
Industriel	6 774	1 341	493	293	41	25
Institutionnel	17 787	3 230	1 108	652	91	54
Résidentiel	468	59	30	14	2	1
Total	221 093	22 210	11 214	4 818	909	380

Note 1 : Incluant les 3 489 abonnements au tarif G courte durée, consommant 42 GWh et générant 4 M\$ de revenus.

1 Malgré leur faible nombre, les clients facturés pour la puissance ont un poids
 2 important au niveau de la consommation et des revenus. En effet, s'ils ne
 3 représentent que 10 % des abonnements, ils ne génèrent pas moins de 42 %
 4 des revenus, avec une consommation de 4 818 GWh, soit 43 % de la
 5 consommation totale. La consommation moyenne des clients facturés pour la
 6 puissance est de 217 MWh pour la période observée, ce qui est près de 7 fois
 7 plus important que la consommation moyenne d'un client qui n'est pas facturé en
 8 puissance (soit 32 MWh).

3.2.2 Cadre d'analyse et structures proposées

3.2.2.1 Prix de l'énergie

9 Afin de respecter les orientations proposées dans la cause R-3541-2004 (à la
 10 pièce HQD-1, Document 3) et approuvées par la Régie dans sa décision D-2005-
 11 34 (p. 149), le Distributeur propose d'appliquer des hausses différenciées se
 12 traduisant par une hausse progressive de la part de l'énergie dans la facture des
 13 clients. Cette approche qui reflète la croissance de la part des coûts de la

1 fourniture relativement aux coûts de transport et de distribution, amène une
2 modification des structures qui augmente davantage la composante énergie.
3 Cela permet au client de minimiser l'impact des hausses sur sa facture puisque
4 cette composante constitue la partie la plus élastique de la facture. Un tel choix
5 permet par ailleurs d'assouplir la contrainte fixe que représente la composante
6 puissance dans la facture du client. Dans cet ordre d'idées, il est proposé de
7 maintenir à son niveau actuel la redevance du tarif G.

8 Ainsi, dans l'attente de l'approbation de la méthode d'allocation des coûts de
9 fourniture qui permettra la mise à jour des objectifs à atteindre, le Distributeur
10 propose d'entreprendre dès le 1^{er} avril 2006 une réforme graduelle des structures
11 des tarifs généraux qui permettra d'accroître la part de la composante énergie
12 tout en minimisant les impacts sur la clientèle. Cette réforme est nécessaire dans
13 un contexte où les coûts évités se situent entre 7 et 8 ¢/kWh selon la catégorie
14 de clients considérée, ce qui est de beaucoup supérieur au prix de l'énergie
15 facturée à la marge pour les usages hors pointe (prix de l'énergie du tarif L et prix
16 de la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs G et M).

17 Le scénario retenu dans le cadre d'une hausse de 3 % consiste à augmenter le
18 prix de l'énergie de près de 4 % ce qui se traduit par une hausse de la prime de
19 puissance de 1,6 % au tarif L, de 2,1 % au tarif M et de 2,1 % au tarif G. La
20 composante énergie augmente de l'ordre de deux fois en moyenne par rapport à
21 la puissance aux tarifs généraux tout en maintenant les impacts sur la clientèle
22 dans un intervalle acceptable (tel qu'illustré aux tableaux 15, 16 et 17).

23 La proportion de la composante énergie sera ainsi augmentée d'environ 0,5 %
24 pour les tarifs généraux. Ainsi, la composante énergie passera de 52,7 % à
25 53,2 % au tarif G, de 52,8 % à 53,2 % au tarif M et de 61,4 % à 61,9 % au tarif L.

1

TABLEAU 15
SCÉNARIOS DE HAUSSES TARIFAIRES POUR LE TARIF G

Composantes	Tarif actuel	Hausse uniforme	Écart	Scénario retenu	Écart
Redevance (\$/mois)	12,33	12,70	3,0%	12,33	0,0%
Puissance (\$/kW)	14,40	14,83	3,0%	14,70	2,1%
1re tranche (¢/kWh)	7,86	8,10	3,0%	8,11	3,2%
2e tranche (¢/kWh)	3,96	4,08	3,0%	4,09	3,3%
Proportion énergie du tarif	52,7%	52,7%		53,2%	0,5%
Impact sur la clientèle					
					Moyenne 3,0%
					Maximal 3,3%
					Minimal 0,0%

Note 1 : L'impact de 0 % est associé à un client qui ne paie que sa redevance d'abonnement.

TABLEAU 16
SCÉNARIOS DE HAUSSES TARIFAIRES POUR LE TARIF M

Composantes	Tarif actuel	Hausse uniforme	Écart	Scénario retenu	Écart
Puissance (\$/kW)	12,60	12,98	3,0%	12,87	2,1%
1re tranche (¢/kWh)	3,94	4,06	3,0%	4,09	3,8%
2e tranche (¢/kWh)	2,56	2,64	3,0%	2,66	3,9%
Proportion énergie du tarif	52,8%	52,8%		53,2%	0,4%
Impact sur la clientèle					
					Moyenne 3,0%
					Maximal 3,4%
					Minimal 2,2%

TABLEAU 17
SCÉNARIOS DE HAUSSES TARIFAIRES POUR LE TARIF L

Composantes	Tarif actuel	Hausse uniforme	Écart	Scénario retenu	Écart
Puissance (\$/kW)	11,52	11,87	3,0%	11,70	1,6%
Énergie (¢/kWh)	2,56	2,64	3,0%	2,66	3,9%
Proportion énergie du tarif	61,4%	61,4%		61,9%	0,5%
Impact sur la clientèle					
					3,0%
					3,1%
					2,4%

3.2.2.2 Seuil de facturation de la puissance au tarif G

Lors de la dernière cause tarifaire, la Régie a accepté que le Distributeur porte, en deux ans, de 40 à 50 kW le seuil de facturation de la puissance pour la clientèle au tarif G.

1 *"Ainsi, afin d'amorcer cette réforme, la Régie demande au*
 2 *Distributeur d'apporter au tarif G les modifications associées à*
 3 *l'augmentation du seuil d'application de la prime de puissance*
 4 *de 40 à 45 kW pour le 1^{er} avril 2005.... Comme seconde*
 5 *étape, le Distributeur devra déposer, dans le prochain dossier*
 6 *tarifaire, une demande d'augmentation du seuil d'application*
 7 *de la prime de puissance du tarif G de 45 à 50 kW pour le 1^{er}*
 8 *avril 2006 accompagnée d'une étude d'impact."*

9 Tel qu'illustré au tableau 18, le seuil de la facturation de la puissance passerait à
 10 50 kW le 1^{er} avril 2006. Le seuil de la première tranche d'énergie serait
 11 augmenté à 15 100 kWh de façon à récupérer les coûts de transport et de
 12 distribution auparavant récupérés par la prime de puissance tout en respectant le
 13 facteur d'utilisation médian de la catégorie qui s'élève à 42 %.

TABLEAU 18
PASSAGE À UN SEUIL DE FACTURATION DE 45 À 50 KW

	Tarif au 1 ^{er} avril 2005	Tarif à 50 kW
Redevance d'abonnement	12,33 \$/mois	12,33 \$/mois
Prime de puissance applicable à l'excédent de	14,40 \$/kW 45 kW	14,40 \$/kW 50 kW
Prix de l'énergie		
seuil de la 1 ^{re} tranche	13 200 kWh	15 100 kWh
prix de la 1 ^{re} tranche	7,86 ¢/kWh	7,86 ¢/kWh
prix de la 2 ^e tranche	3,96 ¢/kWh	3,96 ¢/kWh

1 L'impact du changement de seuil de 45 à 50 kW sur la clientèle du tarif G est
2 présenté au tableau 19. La poursuite de la réforme du seuil de facturation de la
3 puissance se fait à revenus constants pour le Distributeur. Bien que les impacts
4 soient assez variés sur la clientèle, pour plus de 90 % des clients, l'impact du
5 passage du seuil de facturation de 45 à 50 kW se situe entre -0,5 et 0,5 %.

TABLEAU 19
IMPACT DU PASSAGE DU SEUIL DE FACTURATION DE 45 À 50 KW

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de -4 (minimum : -46,6)	1,1
De -4 à -0,5	3,0
De -0,5 à 0,5	91,0
De 0,5 à 4	4,2
4 et plus (maximum : 6,6)	0,8
Total	100,0

6 L'annexe A présente, à titre illustratif et pour certains consommateurs types,
7 l'impact sur les factures mensuelles d'un seuil de facturation de 50 kW.

4 IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE

4.1 Revenus prévus par catégorie tarifaire

8 Cette proposition tarifaire permet globalement d'augmenter les revenus du
9 Distributeur de 260 M\$ en 2006 dont 180 M\$ du 1^{er} avril au 31 décembre 2006.

10 Le tableau 20 présente une ventilation de la provenance des 180 M\$ de revenus
11 additionnels par catégorie tarifaire.¹⁹

¹⁹ Le détail par tarif est donné en HQD-13, document 5.

TABLEAU 20
REVENUS GÉNÉRÉS PAR CATÉGORIE TARIFAIRE EN 2006 (M\$)¹

	Sans la hausse du 1 ^{er} avril 2006	Incluant la hausse du 1 ^{er} avril 2006	Différence
Domestique	3 828	3 903	75
Petite puissance	1 201	1 227	26
Moyenne puissance	1 697	1 735	37
Grande puissance	1 924	1 967	43
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	8 651	8 831	180
Contrats spéciaux	806	806	s/o
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	18	18	0
<i>Total</i>	9 475	9 655²	180

Note 1 : Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.

Note 2 : Excluant la provision réglementaire de 79 M\$ provenant des mois de janvier à mars 2007.

4.2 Impact sur l'interfinancement

1 Dans sa décision D-2003-93, la Régie a adopté la méthode de calcul de l'indice
2 d'interfinancement proposée par le Distributeur (indice HQD) dans le cadre de la
3 cause R-3492-2002 - Phase 1. Elle a également déterminé que l'indice
4 d'interfinancement de l'année 2002 servirait de balise pour apprécier l'évolution
5 de cet indice au cours des années. L'indice de la catégorie Domestique se situait
6 alors à 80,2 %.

7 Dans la décision D-2005-34, la Régie demandait toutefois au Distributeur de
8 proposer une méthode permettant de mesurer et de suivre les effets des
9 changements apportés à la méthode de répartition des coûts sur l'évaluation des
10 indices d'interfinancement et ce, à partir des données budgétaires.

1 Comme le tableau 21 l'indique, et comme amplement détaillé en HQD-12,
2 Document 3, l'indice de référence ajusté de 2002 pour la clientèle domestique
3 s'établit maintenant à 81,0 %. Pour 2006, avant la hausse uniforme proposée par
4 le Distributeur, cet indice est de 81,7 %. Comme on peut s'y attendre, après une
5 hausse uniforme de 3 %, l'indice reste stable à 81,6 %.

6 Ces résultats montrent une certaine inertie des indices d'interfinancement dans le
7 temps. Toutefois ces résultats illustrent aussi, comme le soulignait le Distributeur
8 dans la cause R-3492-2002 - Phase 1, que l'interfinancement est un concept
9 dont la réalité se modifie constamment en fonction de l'évolution des ventes de
10 chaque catégorie tarifaire ainsi que des coûts qui y sont associés.

11 Les légers écarts observés s'expliquent également par le décalage de trois mois
12 qui existe entre les années financière et tarifaire, décalage qui influe sur le
13 niveau des revenus des catégories de consommateurs. Par exemple, la clientèle
14 domestique se caractérise par un profil de consommation saisonnier, avec une
15 consommation plus importante en hiver qu'en été ; une augmentation tarifaire
16 après la période d'hiver générera relativement moins de revenus chez cette
17 clientèle lorsque évaluée sur la base de l'année financière.

TABLEAU 21
INDICES D'INTERFINANCEMENT

	Indice d'inter- financement 2002 ajusté (%)	Revenus requis 2006 (M\$)	Revenus prévus 2006 avant hausse (M\$)	Indice d'inter- financement HQD avant hausse (%)	Revenus prévus après hausse du 1 ^{er} avril 2006 (M\$)	Indice d'inter- financement HQD après hausse (%)
Domestique	81,0	4 917	3 828	81,7	3 903	81,6
Petite puissance	122,7	1 025	1 201	123,1	1 227	123,1
Moyenne puissance	130,1	1 372	1 697	129,9	1 735	130,1
Grande puissance	117,1	1 768	1 924	114,2	1 967	114,4
<i>Total – Tarifs réguliers</i>	100,0	9 082	8 651	100,0	8 831	100,0
Contrats spéciaux	100,0	806	806	100,0	806	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours	100,0	19	18	100,0	18	100,0
<i>Total</i>	100,0	9 907	9 475	100,0	9 655	100,0

Note 1 : Les résultats peuvent ne pas correspondre à cause des arrondis.

4.3 Facture des clients

4.3.1 Tarifs domestiques

4.3.1.1 Distribution des impacts

- 1 Le tableau 22 présente la distribution des impacts chez les clients domestiques.
- 2 Près de 94 % des clients ont un impact annuel qui se situe entre 1 et 4 %. En
- 3 outre, près des deux tiers des clients, qui représentent de petits consommateurs,
- 4 voient leur facture augmenter de moins de 3 %.

TABLEAU 22
IMPACT ANNUEL D'UNE HAUSSE TARIFAIRE DE 3 % - TARIF D

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 1 (minimum : 0)	5,6
De 1 à 2	25,2
De 2 à 3	34,9
De 3 à 4	33,8
4 et plus (maximum : 8,1)	0,5
Total	100,0

4.3.1.2 Impact sur les factures mensuelles

- 1 Le tableau suivant présente l'impact de la hausse sur la facture mensuelle de
2 consommations types. Les hausses de factures observées se situent entre 1,6 %
3 et 3,6 %.

TABLEAU 23
IMPACTS MENSUELS SUR LES CONSOMMATIONS TYPES - TARIF D

Énergie	Facture au tarif actuel	Facture au tarif proposé	Écart	Écart
kWh	\$	\$	\$	%
625	43,57	44,25	0,68	1,6
750	49,84	50,67	0,83	1,7
1 000	63,70	64,97	1,27	2,0
2 000	127,00	131,07	4,07	3,2
3 000	190,30	197,17	6,87	3,6

4.3.1.3 Impact sur le client moyen

- 4 Le tableau 24 illustre les effets de la hausse proposée sur la facture d'électricité
5 des clients domestiques. Pour le client domestique moyen, la facture d'électricité
6 mensuelle augmente de 2,76 \$.

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

Consommation annuelle moyenne basée sur l'année 2003-2004	Facture mensuelle (\$)		Augmentation (\$)	Augmentation (%)
	Tarif actuel	Tarif proposé au 1 ^{er} avril 2006		
Moyenne des clients (17 050 kWh)	92,90	95,66	2,76	3,0
Moyenne des clients chauffés à l'électricité (19 300 kWh)	104,13	107,33	3,20	3,1
Moyenne des clients non chauffés à l'électricité (12 400 kWh)	70,00	71,88	1,88	2,7
Client habitant une maison unifamiliale moyenne chauffée à l'électricité (26 500 kWh)	140,15	144,79	4,64	3,3

4.3.2 Tarifs généraux

4.3.2.1 Distribution des impacts

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

1 *Tarif L*

2 L'impact des hausses tarifaires sur la clientèle au tarif L est présentée au
3 tableau 25. Les hausses de facture se répartissent entre 2,4 et 3,1 % et 91 % de
4 la clientèle connaît des hausses de 3 % et moins.

TABLEAU 25
IMPACT ANNUEL DE LA HAUSSE PROPOSÉE – TARIF L

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
De 2,9 et moins (minimum : 2,4)	66,5
De 3,0	24,4
De 3,1	9,1
Total	100,0

5 *Tarif M*

6 Le tableau 26 présente les impacts de la hausse sur les clients du tarif M. Les
7 hausses de facture se situent entre 2,2 et 3,4 % et 81 % des clients ont des
8 hausses de 2,9 % à 3,1 %.

TABLEAU 26
IMPACT ANNUEL DE LA HAUSSE PROPOSÉE – TARIF M

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
De 2,8 et moins (minimum : 2,2)	8,1
De 2,9	18,9
De 3,0	31,4
De 3,1	31,0
De 3,2 et plus (maximum : 3,4)	10,6
Total	100,0

1 *Tarif G*

2 Le tableau 27 présente l'impact de la hausse proposée sur la clientèle au tarif G,
3 incluant l'impact du changement de seuil de facturation de la puissance de 45 à
4 50 kW ce qui explique la grande dispersion des impacts. Près de 70 % de la
5 clientèle connaît des hausses se situant entre 2 et 3 %.

TABLEAU 27
IMPACT ANNUEL DE LA HAUSSE PROPOSÉE – TARIF G
(INCLUANT LE CHANGEMENT DE SEUIL DE FACTURATION DE LA PUISSANCE)

Tranches de variation de la facture annuelle (%)	Répartition des clients (%)
Moins de 2 (minimum : -45,2)	16,6
De 2,0 à 2,8	32,2
De 2,9 à 3,0	36,8
De 3,1 à 4	10,1
Plus de 4 (maximum : 9,9)	4,3
Total	100,0

4.3.2.2 Impacts sur les factures mensuelles

Tarif L

- 1 Le tableau 28 présente les variations de factures engendrées par l'application de
 2 la hausse proposée pour des consommations types au tarif L. Les hausses de
 3 factures observées pour ce tarif se situent entre 2,8 et 3,1 %.

TABLEAU 28
IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF L

Puissance	Énergie	Facture au tarif actuel	Facture au tarif proposé	Écart	Écart
kW	kWh	\$	\$	\$	%
5 000	2 340 000	112 611	115 755	3 144	2,8%
5 000	3 060 000	131 043	134 907	3 864	3,0%
10 000	5 760 000	238 380	245 478	7 098	3,0%
30 000	17 520 000	721 284	742 818	21 534	3,0%
50 000	23 400 000	1 053 660	1 083 750	30 090	2,9%
50 000	30 600 000	1 237 980	1 275 270	37 290	3,0%
50 000	32 750 000	1 293 020	1 332 460	39 440	3,1%

4 *Tarif M*

- 5 Le tableau 29 présente les variations de factures mensuelles pour des
 6 consommations types au tarif M suite à l'application de la hausse tarifaire
 7 proposée. Selon les hypothèses de consommation retenues, les variations de
 8 factures observées se situent entre 2,9 et 3,1 %.

TABLEAU 29
IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF M

Puissance	Énergie	Facture au tarif actuel	Facture au tarif proposé	Écart	Écart
kW	kWh	\$	\$	\$	%
100	25 000	2 245	2 309	64	2,9%
500	200 000	14 180	14 615	435	3,1%
1 000	400 000	25 738	26 513	775	3,0%
2 500	1 170 000	61 903	63 806	1 902	3,1%

1 *Tarif G*

2 Le tableau 30 présente les variations de factures engendrées par l'application de
3 la hausse proposée pour des consommations types au tarif G. Selon les
4 hypothèses de consommation retenues, les variations de factures observées se
5 situent entre 2,6 et 3,1 %.

TABLEAU 30
IMPACT MENSUEL SUR LES CONSOMMATIONS TYPES – TARIF G

Puissance	Énergie	Facture au tarif actuel	Facture au tarif proposé	Écart	Écart
kW	kWh	\$	\$	\$	%
6	750	71	73	2	2,6%
14	2 000	169	174	5	2,9%
40	10 000	798	823	25	3,1%
80	40 000	2 615	2 696	81	3,1%

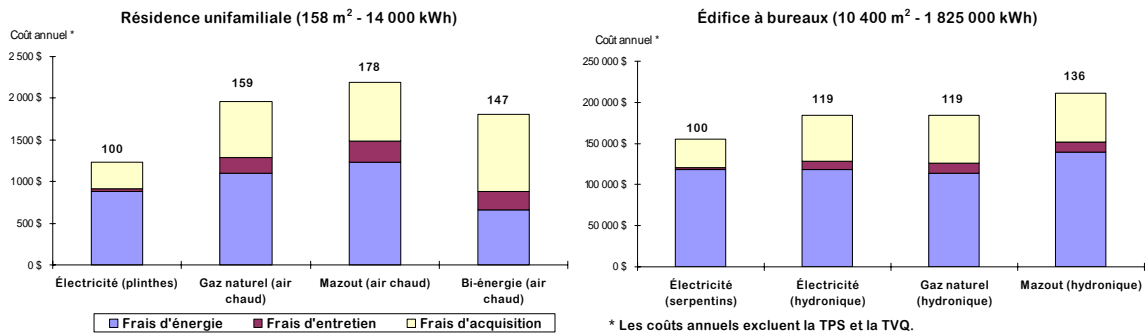
5 POSITION CONCURRENTIELLE

5.1 Au Québec

1 Étant donné que le Distributeur possède le monopole de la vente au détail de
2 l'électricité au Québec²⁰, la concurrence provient essentiellement du gaz naturel
3 et du mazout comme source d'énergie alternative. Comme la figure 3 l'indique, le
4 chauffage électrique des locaux est nettement avantageux pour une résidence
5 unifamiliale type lorsque sont pris en compte les faibles coûts d'acquisition,
6 d'installation et d'entretien des systèmes électriques. Dans le domaine
7 commercial, la position de l'électricité pour le chauffage reste également
8 avantageuse bien que la concurrence soit plus vive de la part des combustibles.

²⁰ Exception faite des réseaux municipaux et de la coopérative régionale d'électricité de St-Jean-Baptiste-de-Rouville.

FIGURE 3
POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ
POUR LE CHAUFFAGE DES LOCAUX
JUILLET 2005



1 De plus, la croissance et la fluctuation importante des prix des combustibles des
 2 dernières années, présentées à la section 1.3, ont créé un environnement
 3 instable et peu attrayant pour le consommateur. Par conséquent, la hausse
 4 tarifaire proposée n'aura qu'un impact négligeable sur la position concurrentielle
 5 de l'électricité par rapport aux autres formes d'énergie.

5.2 En Amérique du Nord

6 Parmi les villes qui font l'objet de la comparaison annuelle des prix effectuée par
 7 le Distributeur et, comme l'indique le tableau suivant, seuls les tarifs d'électricité
 8 de Manitoba Hydro ainsi que de BC Hydro, de Seattle City Light et de PacifiCorp,
 9 pour certaines catégories de clients, sont inférieurs à ceux du Distributeur en
 10 date du 1^{er} avril 2005²¹.

²¹ Source : Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (avril 2005).

TABLEAU 31
INDICES COMPARATIFS DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD¹
(AVRIL 2005)

	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	175	135	163	216
- Winnipeg	99	77	74	82
- Edmonton	140	115	120	147
- Vancouver	101	88	76	99
Villes américaines				
- New York	320	265	273	340
- Boston	285	243	253	322
- Chicago	149	148	139	168
- Portland	125	101	90	111
- Seattle	136	91	107	160

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

- 1 Par ailleurs, comme le détaille le tableau suivant, plusieurs distributeurs
- 2 d'électricité au Canada ont obtenu des hausses tarifaires depuis le dépôt de
- 3 R-3541-2004, HQD-13, Document 1.

**TABLEAU 32
HAUSSES TARIFAIRES 2005-2006
DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA**

	Date	%	Remarque
Hausses tarifaires accordées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2005	1,2 %	Demandée : 2,7 %
Newfoundland Power (NL)	1 ^{er} janvier 2005	-0,5 %	Ajustement automatique en fonction des taux d'intérêts
	1 ^{er} juillet 2005	5,2 %	Compte de stabilisation tarifaire ¹
Newfoundland and Labrador Hydro (NL)	1 ^{er} janvier 2005	9,7 %	Ajustement en fonction du prix des combustibles et de l'hydraulicité
Maritime Electric (PE)	1 ^{er} juillet 2005	2 %	Demandée : 2 %
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} avril 2005	5,3 %	Demandée : 7,3 % ²
New Brunswick Power (NB)	31 mars 2005	3 %	Accordée en vertu de la loi, sans révision ³
	7 juillet 2005	3 %	Accordée en vertu de la loi, sans révision
Hydro Ottawa (ON)	1 ^{er} avril 2005	6,1 %	Composantes fourniture et distribution ⁴
Toronto Hydro (ON)	1 ^{er} avril 2005	7,6 %	Composantes fourniture et distribution ⁴
Manitoba Hydro (MB)	1 ^{er} avril 2005	2,25 %	Demandée : 2,25 %
EPCOR Energy (AB)	1 ^{er} avril 2005	2,95 %	Composantes fourniture et distribution ⁵
Hausses tarifaires demandées			
Hydro-Québec	1 ^{er} avril 2006	3 %	
Nova Scotia Power (NS)	1 ^{er} janvier 2006	15 %	
SaskPower (SK)	1 ^{er} octobre 2005	4,9 %	Voir note 6

- 1 Note 1 : Au 1^{er} juillet de chaque année, les tarifs de Newfoundland Power sont ajustés de façon à récupérer les montants inscrits au compte de stabilisation tarifaire en date du 31 mars.
- 2
- 3 Note 2 : Le demande est passée de 12,4 % à 7,3 % suite à un processus d'entente négociée. De plus, une
- 4 hausse tarifaire de 10,4 % a été accordée au 1^{er} janvier 2005 pour certains clients industriels (tarifs ajustés
- 5 annuellement en fonction du prix des combustibles).
- 6 Note 3 : NB Power peut augmenter ses tarifs plus d'une fois par exercice financier (qui se termine au 31
- 7 mars) sans avoir à déposer une demande auprès de la BCPU, pour autant que la hausse totale ne soit pas
- 8 supérieure au maximum entre 3 % et la hausse de l'IPC.
- 9 Note 4 : Sur une base annuelle, pour un client résidentiel qui consomme 1 000 kWh par mois (hausse de 4,2
- 10 % attribuable à la composante fourniture; le prix de la fourniture est réglementé pour les consommations
- 11 annuelles inférieures à 250 000 kWh).
- 12 Note 5 : Sur une base annuelle, pour un client résidentiel qui consomme 1 000 kWh par mois (hausse de 1,8
- 13 % attribuable à la composante fourniture; le prix de la fourniture est réglementé pour les consommations
- 14 annuelles inférieures à 250 000 kWh).
- 15 Note 6 : Le gouvernement de la Saskatchewan a accordé à SaskPower une hausse tarifaire de 5,65 % au
- 16 1^{er} septembre 2004, plutôt que 9 % et a refusé la demande additionnelle de 2 % au 1^{er} septembre 2005.

6 OPTIONS TARIFAIRES

6.1 Bilan de l'option de tarification en temps réel

6.1.1 Introduction de l'option à titre expérimental

1 En 1994, afin de permettre aux clients d'avoir accès au prix de marché et
2 d'introduire un mécanisme de prix reflétant presque instantanément la situation
3 sur le réseau, Hydro-Québec introduit une option expérimentale de tarification en
4 temps réel (TTR). Durant les années 90, l'option TTR comprenait environ 70
5 clients et a enregistré des appels de puissance moyens de 50 MW et des
6 consommations marginales de 10 % en moyenne pour l'ensemble des
7 participants.

6.1.2 Faiblesses de l'option

8 Avec un seul prix tant en mode achat qu'en mode vente, l'option TTR cherchait à
9 rencontrer deux objectifs : l'effacement des charges à la pointe et la vente
10 d'énergie additionnelle. Le bilan de la TTR actuelle permet d'identifier les
11 faiblesses relatives de cette option.

12 Au début des années 2000, le manque de flexibilité combiné à l'arrivée des hauts
13 prix a provoqué un important effritement de la clientèle. Le tarif LR a ainsi perdu
14 près de 35 clients sur les 40 qui y adhéraient à ce moment. Par ailleurs, la
15 méthode de fixation des prix horaires de l'énergie a souvent été mentionnée par
16 la clientèle participante comme manquant de transparence et étant influencée
17 trop fortement par les opportunités du seul producteur et pas assez par la valeur
18 réelle du marché.

19 Du côté de la moyenne puissance, ce sont majoritairement des clients bi-énergie
20 qui ont opté pour le tarif MR, mais aussi des clients qui voulaient exploiter la
21 flexibilité de l'option afin d'optimiser leurs charges de chauffage. Lorsque les prix

1 TTR ont augmenté, la très grande partie de ces clients ont migré vers le tarif BT
2 dont les prix étaient redevenus relativement plus attrayants. Ainsi, depuis le
3 1^{er} janvier 2001, le tarif MR a perdu près de 33 clients pour n'en conserver que 2
4 actuellement.

5 Du côté du Distributeur, l'option TTR ne constitue pas un mécanisme fiable de
6 gestion de la consommation à cause de l'absence d'obligation d'interruption de la
7 part du client et d'un préavis trop long. Les options d'électricité interruptible,
8 comme la dernière introduite pour la période du 1^{er} décembre 2004 au 30
9 novembre 2006, permettent de répondre plus adéquatement et de façon plus
10 fiable aux besoins de gestion de la consommation du Distributeur (voir décision
11 D-2004-213).

6.1.3 Proposition

12 Dans ce contexte, il est préférable que le Distributeur conçoive des options
13 mieux adaptées visant chacune un objectif distinct et ciblant des clientèles
14 spécifiques. Ainsi, outre l'électricité interruptible pour la moyenne et grande
15 puissance, le Distributeur propose de répondre aux besoins de flexibilité de la
16 clientèle en introduisant une option d'électricité additionnelle dès le 1^{er} avril 2006
17 qui sera accessible aux clients de grande puissance.

18 Le bilan du tarif MR a révélé que peu de clients de moyenne puissance avaient la
19 possibilité de profiter du volet énergie additionnelle, surtout en période de hauts
20 prix, pour optimiser leurs charges sur de courtes périodes. Pour cette raison, le
21 Distributeur ne prévoit pas, pour l'instant, introduire une option similaire pour la
22 clientèle de moyenne puissance.

23 Ces options permettraient ainsi de remplacer avantageusement la TTR. En
24 conséquence, le Distributeur propose d'abroger les tarifs LR et MR au 1^{er} avril
25 2006.

6.2 Option d'électricité additionnelle pour la clientèle de grande puissance

1 L'option d'électricité additionnelle consiste à offrir au client qui le souhaite
2 l'opportunité de consommer, en dehors des heures de pointe du Distributeur, une
3 petite quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement, à un prix
4 combinant puissance et énergie et représentant le coût moyen des
5 approvisionnements à la marge du Distributeur.

6 L'option d'énergie additionnelle proposée par le Distributeur remplace l'option
7 actuelle de TTR. L'option proposée est toutefois plus flexible dans son
8 application et ne nécessite aucun engagement à long terme de la part des
9 clients. Dans ce contexte, le Distributeur évalue que tous les clients actuellement
10 à la TTR devraient adhérer à l'option d'énergie additionnelle. De même, le
11 Distributeur anticipe que d'autres clients pourraient être intéressés par l'option en
12 raison de la flexibilité accrue de celle-ci.

13 Le potentiel de ventes additionnelles a été évalué en supposant une participation
14 à l'option de 6 mois par année et des prix de 8 ¢/kWh. En se basant sur une
15 puissance moyenne de 25 à 50 MW, le potentiel évalué se situe entre 11 et
16 50 GWh dépendant du nombre de jours par mois où le client fait appel à l'option
17 (3 à 7 jours).

6.2.1 Détermination du prix

18 L'électricité additionnelle de chaque période mensuelle est vendue à un prix
19 représentant le coût moyen des approvisionnements à la marge du Distributeur.
20 Le fait que cette énergie soit consommée en dehors des périodes les plus
21 chargées du réseau et sans dépassement de la puissance disponible permet de
22 ne pas inclure de coûts de transport ni de distribution.

23 Normalement, l'approvisionnement à la marge du Distributeur se fait à l'aide de
24 produits reliés au marché de court terme. Étant donné la nature de l'option

1 d'électricité additionnelle, les produits qui doivent servir à établir son prix sont
2 essentiellement des contrats d'énergie et non des contrats de puissance.

3 L'énergie est transigée habituellement en \$/MWh sur une bourse d'électricité ou
4 en transaction bilatérale. Une portion significative des transactions du
5 Distributeur se matérialisent durant le mois, ce qui implique qu'il est en pratique
6 impossible d'établir à l'avance le prix qui sera effectivement payé par le
7 Distributeur. Afin de contourner cette difficulté, il est proposé d'établir le prix en
8 utilisant un indicateur de marché.

9 L'indicateur choisi est la bourse des options à termes (*futures*) du *New York*
10 *Mercantile Exchange* (NYMEX) visant le marché de New York - Zone A pour les
11 périodes pointe et hors pointe dont les données sont disponibles via Internet. Le
12 marché de New York constitue le marché de référence d'Hydro-Québec étant
13 donné sa proximité et le nombre important de transactions. À l'intérieur de ce
14 pool, même si la zone M est la zone Hydro-Québec, c'est la zone A qui est la
15 plus importante et qui offre le plus de profondeur. Les transactions de ces
16 produits peuvent être suivies sur le site du NYMEX²² sous les appellations
17 suivantes :

- 18 ○ *NYISO Zone A LBMP Swap - Peak*
- 19 ○ *NYISO Zone A LBMP Swap - Off- Peak*

20 Afin d'établir un prix pour toutes les heures du mois, les prix de ces deux produits
21 sont pondérés en fonction du nombre d'heures pointe et hors pointe du mois visé
22 tel qu'établi dans le calendrier du *National Electricity Reliability Council* (NERC).

23 Deux ajustements seront appliqués à cet indicateur de marché. Le premier
24 ajustement le ramène à la zone Hydro-Québec en reflétant un différentiel de prix
25 entre la Zone A et la Zone M du NYISO. Cet ajustement sera établi à partir des
26 données historiques relatives à cet écart et calculé sur une moyenne mobile de

²² http://www.nymex.com/ele_oth_main.aspx

1 12 mois pour chacun des mois de référence²³. Le deuxième ajustement reflète
2 les frais de sortie de NYISO Zone M jusqu'à la frontière du Québec. Cet
3 ajustement est fixé à 6 \$US/MWh, selon une moyenne historique, pour tous les
4 mois de référence. Cet ajustement sera revu une fois l'an.

5 Le résultat de ces ajustements sera converti en dollars canadiens avec le taux de
6 change de conversion du jour ouvrable utilisé pour l'indicateur de marché.

7 Le Distributeur transmet le prix au client sept jours avant le début de chaque
8 mois civil et ce prix reste fixe pendant la durée de la période mensuelle.

6.2.2 Modalités d'application

9 L'option d'électricité additionnelle est réservée à l'abonnement assujéti au tarif L
10 détenu par un client qui ne bénéficie pas des modalités relatives au rodage des
11 nouveaux équipements. L'adhésion à l'option d'électricité additionnelle se fait sur
12 une base mensuelle et au minimum pour une période de consommation
13 mensuelle. À la fin de la période d'engagement, l'abonnement du client est à
14 nouveau soumis aux prix et conditions du tarif L en vigueur.

15 Un exemple détaillé de calcul de facture à l'option d'électricité additionnelle est
16 présenté à l'annexe C.

6.2.2.1 Détermination des composantes de référence

17 Afin d'établir les composantes de référence (puissance et énergie), le Distributeur
18 doit recevoir, au minimum 5 jours ouvrables avant le début de la période de
19 consommation, la demande écrite du client. Le Distributeur doit alors confirmer
20 au client les composantes de référence pour le 1^{er} jour de la période de
21 consommation. Afin d'éviter toute cannibalisation des ventes au tarif de base,
22 ces composantes doivent refléter le profil de consommation normal du client.
23 Ainsi, une période de référence de trois périodes mensuelles consécutives avant
24 l'adhésion du client à l'option est considérée.

²³ Voir à titre indicatif l'annexe B.

6.2.2.2 Calcul de la facture

1 Les composantes de référence sont facturées au tarif L, ce qui permet au
2 Distributeur d'assurer la neutralité tarifaire. Toute consommation en deçà de la
3 référence est créditée au prix de l'énergie du tarif L.

4 Toute consommation au-delà de la référence est facturée au prix de l'électricité
5 additionnelle, révisé mensuellement. Cependant, afin de limiter la consommation
6 additionnelle lorsque le coût marginal d'approvisionnement est supérieur au prix
7 de vente consenti au client, le Distributeur se réserve le droit d'interdire la
8 consommation additionnelle. De plus, en fonction de problèmes de congestion
9 sur le réseau, l'électricité additionnelle pourra également être restreinte. Lors de
10 ces périodes de restrictions, toute consommation au-delà de la référence sera
11 facturée au prix de 50 ¢/kWh. Cette pénalité est jugée nécessaire pour éviter que
12 la consommation additionnelle d'un client n'occasionne des coûts de puissance
13 supplémentaires au Distributeur.

6.2.2.3 Proposition

14 La TTR n'étant plus adaptée au contexte actuel, l'option d'électricité additionnelle
15 permettrait de mieux répondre aux besoins actuels des clients de grande
16 puissance et de limiter les risques, tant pour le Distributeur que pour la clientèle.
17 L'option d'électricité additionnelle, parallèlement aux options d'électricité
18 interruptible, remplacerait adéquatement la TTR dès le 1^{er} avril 2006.

6.3 Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance

6.3.1 Contexte

19 Dans le cadre de la cause R-3531-2004 visant l'abrogation du tarif BT destiné à
20 la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle (CII), le Distributeur s'est
21 engagé à offrir comme option de remplacement, une option d'électricité

1 interruptible applicable à compter du 1^{er} avril 2006 pour la clientèle de moyenne
2 puissance qui dispose d'une capacité d'effacement.²⁴

3 Cette option s'inspire étroitement du concept d'électricité interruptible
4 présentement disponible pour la clientèle au tarif L tout en étant adaptée pour les
5 clients de moyenne puissance dont font partie les clients qui possèdent un
6 système bi-énergie CII. Cette adaptation permet de tenir compte de la nature du
7 service rendu par les clients participants, des ressources moindres dont
8 disposent les clients de moyenne puissance pour la gestion de leur
9 consommation d'énergie et de leur moins grande flexibilité d'interruption.

6.3.2 Détermination des paramètres de l'option

10 Pour le Distributeur, l'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne
11 puissance constituerait un outil additionnel pour la gestion de l'équilibre
12 offre/demande de la charge locale. L'option proposée doit cependant permettre
13 de concilier les besoins de gestion du Distributeur dans le contexte
14 d'approvisionnement actuel et la capacité des clients d'interrompre une partie de
15 leur consommation électrique. Elle doit par ailleurs répondre aux critères fixés
16 par la Régie dans sa décision D-2002-115, c'est-à-dire qu'elle doit être applicable
17 en pratique chez les clients qui bénéficiaient du tarif BT et favoriser ainsi le
18 maintien du parc bi-énergie.

19 L'abolition du tarif BT a amené le transfert aux tarifs généraux de moyenne
20 puissance d'une partie des clients disposant de chaudières au combustible et qui
21 bénéficient de ce fait d'une capacité d'effacement potentielle. La clientèle de
22 moyenne puissance regroupe des clients avec des profils de consommation
23 variés, en grande partie des clients commerciaux, mais également des clients de
24 types industriel et institutionnel ainsi qu'une faible part de clients résidentiels et
25 agricoles. D'autre part, et bien que le potentiel demeure faible, certains de ces
26 clients pourraient disposer d'une certaine flexibilité pour procéder à une

²⁴ R-3531-2004, HQD-1, Document 1, pp. 21 à 24.

1 interruption partielle de leur alimentation en électricité pour un ou plusieurs de
2 leurs autres usages, par exemple l'éclairage ou les procédés.

3 Les modalités applicables aux clients de grande puissance participant à l'option
4 d'électricité interruptible sont actuellement trop contraignantes et difficilement
5 applicables pour la clientèle de moyenne puissance. Par exemple, avec un
6 préavis de 3 heures avant une interruption, le client peut être avisé la nuit pour
7 une interruption ayant lieu à 6 h ce qui nécessite la présence constante d'un
8 responsable sur les lieux.

9 Afin de simplifier l'application de l'option, il est donc proposé de transmettre aux
10 clients participants, sans possibilité d'annulation, l'avis de demande d'interruption
11 à 15 h la veille d'une interruption. De plus, il est proposé d'établir des périodes
12 d'interruption fixes pendant la journée, correspondant aux périodes critiques du
13 réseau, soit de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h. En principe, les clients auraient de
14 cette façon suffisamment de temps pour réagir.

15 Pour le Distributeur, cela modifie cependant la nature de l'option à sa disposition
16 qui devient alors comparable à des achats de court terme sur le marché de New
17 York²⁵ dont le délai de préavis est de 17 à 32 heures. D'autre part, étant donné
18 que les clients visés disposent d'une source d'énergie alternative et peuvent ainsi
19 éviter les pertes de production en cas d'interruption, l'option proposée s'avère
20 moins contraignante que l'option d'électricité interruptible pour la clientèle du tarif
21 L. Ainsi, le crédit proposé pour l'hiver 2006-2007 serait de 12 ¢/kWh compte tenu
22 des conditions de marché historiques. Ce crédit correspond aux prix historiques
23 sur le marché DAM du NYISO²⁶ pour les 100 heures les plus élevées (environ
24 15 ¢/kWh), moins le prix de la 2^e tranche d'énergie au tarif M²⁷ que le client
25 n'aura pas à assumer au moment de l'interruption. En considérant un prix du

²⁵ *Day Ahead Market Price (DAM) de la zone HQ du New York Independent System Operator (NYISO), plus les frais de transport et les services complémentaires applicables.*

²⁶ Voir annexe B.

²⁷ Actuellement de 2,56 ¢/kWh. Prix proposé de 2,66 ¢/kWh au 1^{er} avril 2006.

1 mazout équivalant à environ 8 ¢/kWh²⁸, ceci représenterait pour le client un crédit
2 net d'environ 7 ¢/kWh.

6.3.3 Consultation de la clientèle

3 Afin d'évaluer l'intérêt des clients de moyenne puissance pour une option
4 d'électricité interruptible et d'en préciser les modalités, une consultation de la
5 clientèle et de divers experts de l'industrie a eu lieu du 27 juin au 6 juillet 2005.

6 Au total, 29 participants répartis en neuf groupes ont été rencontrés à Montréal et
7 à Québec : 5 groupes d'experts (firmes de génie-conseil, équipementiers,
8 entreprises de service éconergétiques) et 4 groupes de clients (tarif BT et non-
9 BT). Avant la rencontre, les participants ont reçu des documents précisant entre
10 autres le concept devant faire l'objet de la discussion afin de susciter une
11 réflexion préalable et de permettre une discussion plus approfondie lors de la
12 rencontre.

13 Le Distributeur a eu recours à une firme indépendante pour réaliser les groupes
14 de discussion. Les rencontres ont été animées par le consultant en présence
15 d'experts du Distributeur pour répondre, au besoin, aux questions plus
16 techniques des participants.

²⁸ Correspond à un prix de 60,5 ¢/litre, à un taux d'efficacité de 70 %.

1 *Concept exploré*

2 Le concept d'électricité interruptible, son fonctionnement ainsi que les modalités
3 de l'option ont été présentés aux participants. Le but visé était dans un premier
4 temps, de mesurer l'intérêt des participants face au concept global et le potentiel
5 technique d'application dans le marché actuel, et dans un deuxième temps, de
6 vérifier dans quelle mesure les différentes modalités d'application de l'option leur
7 apparaissaient acceptables et viables.

8 *Principaux résultats*

9 La plupart des participants s'entendent pour dire que le concept est intéressant
10 mais qu'il demeure très limité en ce qui concerne son potentiel d'application.
11 Plusieurs clients font déjà une optimisation de leur consommation électrique en
12 utilisant d'autres sources d'énergies pour certains de leurs usages. Ainsi, les
13 chaudières électriques semblent surtout utilisées hors pointe ou, ne sont pas
14 substituables lorsqu'elles sont utilisées aux heures visées. La clientèle
15 commerciale et institutionnelle doit par ailleurs tenir compte de contraintes
16 relatives au confort de sa propre clientèle. Pour les clients industriels, toute
17 intervention risquant d'avoir un impact sur le procédé de production n'est pas
18 envisageable sans le recours à une source auxiliaire fiable et économique.

19 Les participants ont questionné la rentabilité pour les clients de l'option telle que
20 présentée compte tenu du crédit accordé et de l'incertitude quant aux gains
21 escomptés. En effet, les clients ont des attentes minimales quant au revenu
22 garanti minimum afin de couvrir leurs frais et quant à la flexibilité des conditions
23 pour que l'option s'avère intéressante à leurs yeux (seul un crédit variable de
24 12 ¢/kWh avait été mentionné dans le cadre des consultations). Par ailleurs, ils
25 ont noté un risque supplémentaire pour le client dans le fait que le prix du mazout
26 pourrait évoluer pendant la période d'engagement alors que le crédit resterait
27 fixe. De plus, la pénalité est jugée trop élevée en comparaison avec le crédit
28 offert (une pénalité de 50 ¢/kWh avait été mentionnée dans le cadre des

1 consultations). Selon certains, une pénalité moins élevée pourrait quand même
2 jouer son rôle dissuasif ; selon d'autres, aucune pénalité ne devrait être
3 appliquée.

4 Au niveau des modalités, une plus grande flexibilité semble requise. Par
5 exemple, certains ont fait valoir qu'une seule des plages d'effacement pourrait
6 s'appliquer selon certains profils de consommation, que l'automatisation
7 faciliterait l'application et que les avis devraient être transmis directement à
8 plusieurs personnes mandatées par le client, par courriel ou téléavertisseur,
9 plutôt que d'être seulement indiqués dans un site Internet. Idéalement les avis
10 devraient être transmis tôt étant donné la disponibilité restreinte du personnel
11 qualifié après 15 h.

12 Dans les conditions actuelles, l'option semble donc peu intéressante
13 économiquement pour les clients, mais la possibilité qu'elle soit offerte est
14 accueillie positivement et pourrait être considérée dans la future prise de
15 décision énergétique. Une option plus flexible et attrayante pourrait cependant
16 élargir le nombre de clients intéressés. L'évolution des marchés pourrait par
17 ailleurs contribuer à rendre cette option plus rentable dans les années futures.

6.3.4 Modalités d'application proposées

18 Compte tenu des commentaires reçus de la part des participants aux
19 consultations, les modalités ont été ajustées de façon à rendre l'option beaucoup
20 plus simple et flexible pour les clients. Le niveau du crédit est difficilement
21 ajustable puisqu'il reflète les conditions de marché actuelles mais il est proposé
22 de l'offrir en partie sous forme de crédit fixe. Ceci permettra de compenser le
23 client pour les modifications nécessaires, le maintien de ses équipements en bon
24 état de fonctionnement et pour la gestion et l'application de l'option, le crédit
25 variable servant par ailleurs à compenser le coût en combustible. L'objectif visé
26 est de permettre aux clients potentiels de pouvoir l'utiliser sans trop de

1 contraintes de façon à maintenir un parc interruptible pour la clientèle de
2 moyenne puissance. Ces modalités pourraient être ajustées dans le futur.

3 Les modalités suivantes sont proposées :

4 *Engagement*

5 À la demande du Distributeur, les clients participants doivent pouvoir offrir pour la
6 période d'hiver, une puissance interruptible correspondant à au moins 15 % de
7 leur puissance maximale à facturer moyenne de l'hiver précédent pour un
8 minimum de 100 kW. Le client doit spécifier la puissance maximale qu'il s'engage
9 à ne pas dépasser durant une période d'interruption (puissance de base).

10 L'engagement est valide pour la période d'hiver, du 1^{er} décembre au 31 mars de
11 l'année suivante. Des modifications en cours d'engagement peuvent être
12 apportées à la puissance de base et seront applicables à la période de
13 consommation suivante. Lorsqu'un client perd sa capacité d'effacement, par
14 exemple à cause d'un bris d'équipement, il devra en aviser le Distributeur qui le
15 retirera de l'option pour une période temporaire et ajustera les crédits en
16 conséquence. Si cette situation se produit plus de deux fois pendant la période
17 d'engagement du client ou si le nombre de jours d'indisponibilité excède sept
18 jours ouvrables, le client pourra être retiré de l'option pour le reste de son
19 engagement.

20 *Avis de demande d'interruption*

21 Lorsque le Distributeur désire faire appel à l'électricité interruptible, il émet un
22 avis de demande d'interruption qui est transmis par courriel ou téléavertisseur à
23 l'ensemble des clients participants, au plus tard à 15 h la veille d'une interruption.
24 L'avis inclut l'heure du début et de la fin de la ou des deux périodes d'interruption
25 de la journée. Les périodes d'interruptions sont d'une durée de quatre heures et
26 sont établies sur des plages horaires prédéterminées, de 7 h à 11 h ou de 17 h à

1 21 h, correspondant aux périodes critiques du réseau. Le Distributeur ne peut
2 annuler un avis une fois transmis.

3 *Nombre maximal d'interruptions*

4 Le nombre maximal d'interruptions au cours de la période d'engagement est de 2
5 périodes de 4 heures par jour, pour un maximum de 100 heures (25 périodes).

6 *Crédits applicables*

7 Le crédit proposé de 12 ¢/kWh serait exprimé sous forme fixe et variable. Ainsi,
8 un crédit fixe de 5 \$/kW²⁹ s'appliquerait pour la période d'hiver, à raison de
9 1,25 \$/kW, sur la puissance interruptible effective mensuelle et un crédit variable
10 de 7 ¢/kWh s'appliquerait sur la puissance interruptible effective horaire.

11 *Calcul des crédits*

12 Le montant, versé mensuellement au client participant pendant les quatre mois
13 d'hiver, correspond au produit du crédit de 1,25 \$/kW-mois par l'écart entre la
14 puissance moyenne horaire durant les heures visées des jours ouvrables de la
15 période de consommation (excluant les jours fériés et les jours d'interruption), et
16 la puissance de base que le client s'engage à ne pas dépasser au moment de
17 l'interruption.

18 Le montant offert aux clients participants à chaque heure de la période
19 d'interruption correspond au produit du crédit horaire de 7 ¢/kWh et de la
20 puissance interruptible effective horaire, c'est-à-dire la différence entre la
21 puissance moyenne horaire durant les heures visées des jours ouvrables de la
22 période de consommation (excluant les jours fériés et les jours d'interruption), et
23 la puissance moyenne horaire durant la période d'interruption.

²⁹ Équivaut à 5 ¢/kWh pour 100 heures d'interruption.

1 *Pénalité pour défaut d'interrompre*

2 Le client est tenu de limiter ses appels de puissance réelle à un niveau inférieur à
3 105 % de la puissance de base applicable. Pour tout dépassement de cette limite
4 durant la période d'interruption, le client perdra tout crédit durant l'heure
5 d'interruption visée, en sus de payer le tarif général applicable. De plus, le
6 Distributeur appliquera une pénalité de 0,25 \$/kW pour chaque dépassement
7 pendant la période d'interruption. La somme des pénalités sera cependant limitée
8 au montant total versé au client en crédit fixe pour la période de son
9 engagement.

10 Un exemple d'application des crédits et de la pénalité est présenté à l'annexe D
11 du présent document.

6.3.5 Impacts

6.3.5.1 Impacts sur les participants

12 Les clients qui adhéreront à l'option d'électricité interruptible possèdent a priori
13 un système de chauffage bi-énergie (il s'agit par exemple d'anciens clients du
14 tarif BT) et utilisent la flexibilité ainsi offerte pour gérer entre autres leur appel de
15 puissance et réduire leur facture d'énergie. Ce sont donc des clients pour
16 lesquels l'option d'électricité interruptible valorisera des installations existantes.

17 Les sommes que les clients pourraient recevoir en vertu de l'option sont liées à la
18 charge effacée, au nombre d'heures d'interruption et aux crédits offerts. Comme
19 mentionné précédemment, le crédit fixe permettra de compenser le client pour
20 les modifications nécessaires, le maintien de ses équipements en bon état de
21 fonctionnement et pour la gestion et l'application de l'option. Par ailleurs, les
22 moyens de communication qui permettront aux clients de recevoir les avis
23 d'interruption (courriel ou téléavertisseur) ne nécessiteront aucune installation
24 particulière. De plus, si le client n'a pas le compteur à intervalle permettant de
25 mesurer la consommation aux 15 minutes pendant les périodes d'interruption, le

1 Distributeur le remplacera dans le cadre du programme de modernisation du
2 mesurage en cours et ce, sans frais spécifiques, ces remplacements étant déjà
3 prévus pour ce type de clientèle (voir R-3531-2004, HQD-2, Document 1, pages
4 16 et 17).

6.3.5.2 Impacts sur le Distributeur

5 L'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance constituerait un
6 outil additionnel pour la gestion de l'équilibre offre/demande de la charge locale.
7 Au niveau du potentiel d'effacement attendu de cette option, le Distributeur
8 maintient pour l'instant l'évaluation de 60 MW qu'il avait soumise dans le cadre
9 de la demande d'abrogation du tarif BT.³⁰ En effet, contrairement à l'option
10 d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance pour laquelle le
11 Distributeur possède un historique d'adhésion qui couvre plusieurs décennies
12 pour une clientèle assez homogène, le Distributeur se retrouve à l'an 0 d'une
13 nouvelle option destinée à une clientèle très hétérogène. Une prévision plus fine
14 serait donc tout à fait spéculative.

15 Le Distributeur ne subirait aucune perte de revenus en puissance ou en énergie
16 suite aux interruptions qu'il demande. En effet, d'une part, le client participant
17 continuerait à assumer le coût de la puissance établi à partir de sa puissance
18 maximale appelée du mois ou de sa puissance souscrite applicable ; d'autre part,
19 le prix de l'énergie du tarif M est déduit du prix du marché pour établir le crédit
20 offert pour l'interruption.

21 La mise en œuvre de l'option occasionnera certains coûts fixes pour le
22 Distributeur notamment pour le développement d'un système de facturation, la
23 promotion et le recrutement de clients. Par ailleurs, certaines dépenses
24 annuelles récurrentes liées à la gestion de l'option doivent également être
25 considérées au niveau du mesurage (maintien d'un lien téléphonique pour la
26 transmission de données de consommation), de la facturation et de la

1 transmission des avis d'interruption mais elles sont directement reliées au
2 nombre de clients qui adhéreront à l'option.

6.4 Autres options tarifaires modifiées par le Distributeur

6.4.1 Tarifs LC

3 Le tarif LC a été développé dans les années 80 dans le but d'écouler des surplus
4 intermittents d'énergie. Ces surplus sont écoulés sous forme d'énergie d'appoint
5 aux clients de grande puissance munis d'une chaudière alimentée au
6 combustible.

7 Lorsqu'un surplus d'énergie est anticipé, le Distributeur fait parvenir un appel
8 d'offre aux clients, qui, à leur tour soumissionnent pour obtenir des blocs
9 d'énergie excédentaire.

10 Dans le contexte d'approvisionnement actuel, le Distributeur propose l'abrogation
11 du tarif LC.

6.4.2 Tarif LP

12 Le tarif LP était offert à titre d'énergie de secours pour de courtes périodes afin
13 d'assurer le maintien du parc de chaudière du tarif LC. Étant donné l'abrogation
14 du tarif LC, le Distributeur propose de limiter le tarif aux clients actuels.

15 Puisque l'énergie consommée au tarif LP ne fait pas partie du volume d'énergie
16 patrimoniale, le prix de cette énergie devrait refléter le coût d'approvisionnement
17 à la marge du Distributeur. Pour ce faire, le Distributeur propose d'utiliser comme
18 indicateur le prix de l'option d'électricité additionnelle établi sur une base
19 mensuelle.

20 Le prix de l'électricité consommée sans autorisation serait également ajusté aux
21 modalités d'application de l'option d'électricité additionnelle en le faisant passer

³⁰ R-3531-2004, HQD-1, Document 1, p. 24.

1 de 1,00 \$ à 0,50 \$ le kWh. Les modalités relatives à la livraison de l'électricité
2 dans le cadre de ce tarif restent les mêmes mais le Distributeur propose
3 d'introduire un délai de 72 heures pour traiter toute demande de consommation
4 afin de mieux tenir compte des possibilités et des besoins de gestion de son
5 réseau.

6.4.3 Modalités de rattrapage

6.4.3.1 Activités d'hiver

6 Les modalités relatives aux activités d'hiver ont été introduites au règlement
7 tarifaire en février 1984, suite à une demande de l'association des propriétaires
8 de stations de ski du Québec pour des activités qui se déroulent durant la
9 période d'hiver.

10 Avec la fin des surplus énergétiques, l'accès aux activités d'hiver est fermé aux
11 nouveaux clients depuis le 1^{er} mai 1988 dans le cadre d'un retrait éventuel des
12 modalités afférentes et un rattrapage de 2 % par année est entrepris au 1^{er} mai
13 1993 afin de rejoindre les tarifs normalisés (notamment le G-9). Ce rattrapage est
14 suspendu en 1997 lorsque l'Assemblée nationale adopte la Loi sur la Régie de
15 l'énergie (Projet de loi n° 50). Ainsi, la majoration annuelle des factures des
16 clients admissibles aux activités d'hiver est de 8 % depuis le 1^{er} mai 1996.

17 Le Distributeur entend poursuivre, au même rythme que convenu à l'époque, le
18 rattrapage de 2 % par année débuté en 1993 et interrompu en 1997. La
19 majoration de la facture au 1^{er} avril 2006 s'élèverait à 10 %. Le rattrapage sera
20 complété d'ici 6 à 8 années. Ce rattrapage touche 24 clients et représente près
21 de 5 000 \$ de revenus supplémentaires en 2006 pour l'ensemble des clients.

6.4.3.2 Réseaux municipaux

22 Hydro-Québec a introduit le 1^{er} mai 1990 un mécanisme de plafonnement des
23 hausses applicables aux réseaux municipaux afin de limiter les hausses tarifaires

1 relativement élevées que certains de ces réseaux ont subi à cause de la
2 restructuration du tarif L, amorcée en 1990.

3 Cette clause de rattrapage, fixée à 0,5 % de plus que la hausse moyenne du
4 tarif L, s'applique jusqu'à ce qu'il soit plus avantageux pour le réseau municipal
5 d'être facturé au tarif L en vigueur que de l'être au tarif L au 30 avril 1990 rajusté
6 d'un certain multiplicateur. Le rattrapage a été interrompu après le 1^{er} mai 1996.

7 Le Distributeur propose de réintroduire ce rattrapage en maintenant le rythme
8 initialement fixé à 0,5 % par année de façon à uniformiser la tarification appliquée
9 aux réseaux municipaux.

10 Il ne reste plus que deux réseaux municipaux qui bénéficient de ce traitement
11 soit les réseaux de Saguenay et Westmount. Avec une reprise de la majoration
12 de 0,5 %, qui représente en 2006 un montant de 600 000 \$, il faudrait 1 à 2 ans
13 pour que le rattrapage soit complété.

7 TARIFICATION EN RÉSEAUX AUTONOMES

7.1 Introduction

14 Les tarifs applicables à la clientèle des réseaux autonomes sont décrits au texte
15 des Tarifs et la Section XIII précise les modalités particulières d'application.
16 Outre les prix applicables, les structures tarifaires et les conditions d'application
17 n'ont pas été revues depuis la mise en place de la Loi sur la Régie de l'énergie.

18 Afin de répondre à l'évolution des besoins dans les réseaux autonomes, le
19 Distributeur propose dans le présent document certaines modifications au texte
20 des Tarifs.

7.2 Description de la clientèle

1 Les Îles-de-la-Madeleine, Port-Menier sur l'île d'Anticosti, quinze villages à
2 l'extrémité est de la Basse Côte-Nord, quatorze autres au Nunavik³¹ et trois
3 villages en Haute-Mauricie forment les réseaux autonomes. Au total, près de
4 15 000 clients regroupés en 37 communautés consommant environ 300 GWh
5 constituent la clientèle de ces réseaux.

6 La clientèle se compose principalement de clients résidentiels mais aussi de
7 clients institutionnels, commerciaux et industriels. La population des Îles-de-la-
8 Madeleine représente environ la moitié de la clientèle et des ventes totales
9 d'énergie des réseaux autonomes. Les communautés autochtones
10 (principalement situées au Nunavik et en Haute-Mauricie) représentent plus du
11 tiers de la clientèle et environ 25 % des ventes d'énergie.

³¹ Le Nunavik est situé au nord du 53^e parallèle.

TABLEAU 33
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE
ANNÉE 2004

	Abonnements	Ventes (MWh)	Revenus totaux (\$)
Sud du 53° parallèle			
Clientèle domestique	8 892	138 186	8 898 360
Clientèle affaires	1 630	109 421	8 231 417
Sous-total	10 522	247 607	17 129 777
Nord du 53° parallèle			
Clientèle domestique	3 434	26 022	2 369 399
Clientèle affaires	773	32 184	3 094 117
Sous-total	4 207	58 206	5 463 516
Total	14 729	305 813	22 593 292

1 Au Nunavik et en Haute-Mauricie, les besoins de chauffage de l'ensemble de la
 2 clientèle sont comblés par le mazout, soit à 100 % et à 95 % respectivement.
 3 Ailleurs, le chauffage électrique est plus répandu. Toute la clientèle à la Romaine
 4 sur la Basse Côte-Nord et environ la moitié des clients aux Îles-de-la-Madeleine
 5 et à Anticosti utilisent l'électricité comme source d'énergie pour le chauffage.

7.3 Tarifs d'électricité en réseaux autonomes

7.3.1 Historique au nord du 53° parallèle

6 En mai 1981, le gouvernement fédéral transfère au gouvernement du Québec la
 7 responsabilité des réseaux électriques du Nunavik lesquels sont situés au nord
 8 du 53° parallèle. Quand Hydro-Québec les prend en charge en 1982, le
 9 chauffage électrique y est presque inexistant. Cette situation facilite l'adoption

1 d'une tarification dissuasive³² pour décourager l'utilisation de l'électricité aux fins
2 de chauffage de l'eau et des locaux, soit un prix élevé pour l'énergie consommée
3 au-delà du seuil de 20 kWh/jour pour la clientèle domestique. En 1996, dans le
4 but d'uniformiser l'application du tarif domestique dans les réseaux autonomes
5 situés au nord et au sud du 53^e parallèle, ce seuil est augmenté à 30 kWh/jour et
6 des frais spéciaux de branchement³³ sont applicables lorsque le nouveau
7 branchement alimente des charges de chauffage. L'utilisation de l'électricité pour
8 le chauffage de l'eau et des locaux dans des réseaux alimentés par des centrales
9 thermiques ne constitue pas un bon choix économique puisque les appareils de
10 chauffage au mazout situés au lieu de consommation ont une efficacité
11 largement supérieure à celle de la production d'électricité à partir de centrales à
12 moteurs diesels. Il est donc nettement plus avantageux, pour l'ensemble de la
13 clientèle québécoise, que les clients alimentés à partir des réseaux autonomes
14 chauffent leurs locaux et leur eau directement au mazout.

15 Dès 1982, l'usage de l'électricité pour toute application thermique est interdit aux
16 tarifs généraux et la limite maximale d'alimentation est fixée à 100 kVA. Afin
17 d'uniformiser l'application tarifaire avec les réseaux autonomes au sud du
18 53^e parallèle compte tenu des caractéristiques similaires de l'ensemble des
19 réseaux autonomes, Hydro-Québec augmente cette limite à 1 000 kVA en 1993.

7.3.2 Historique au sud du 53^e parallèle

20 Après la nationalisation de l'électricité en 1963, l'électricité livrée à partir d'un
21 réseau autonome au sud du 53^e parallèle est facturée aux mêmes tarifs que ceux
22 applicables en réseau intégré. Une limite d'alimentation est fixée à 1 000 kVA en
23 1982³⁴ afin de tenir compte des conditions particulières de production dans les
24 réseaux autonomes.

³² L'historique des tarifs applicables est disponible à l'annexe E.

³³ Soit 5 000 \$ pour les 20 premiers kilowatts et 250 \$ par kilowatt additionnel.

³⁴ Lors de la prise en charge des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle.

1 Hydro-Québec dépose en 1996 une proposition visant à freiner l'expansion du
2 chauffage électrique qui, depuis les années 70, crée des écarts de plus en plus
3 grands entre les revenus générés en réseaux autonomes et les coûts
4 d'exploitation. Par le règlement tarifaire n°642 du 1^{er} mai 1996, Hydro-Québec
5 est autorisée à étendre l'application de la tarification dissuasive à l'ensemble des
6 clients alimentés à partir de réseaux autonomes et à imposer des frais spéciaux
7 de branchement de 5 000 \$ lorsque le nouveau branchement alimente des
8 charges de chauffage de l'espace ou de l'eau. Le règlement prévoit une
9 application graduelle de ces tarifs en accordant un délai pour la conversion des
10 systèmes de chauffage électrique à une autre source d'énergie. En décembre
11 1996, le Conseil des ministres amende cependant le règlement tarifaire n°642
12 afin de retirer les tarifs dissuasifs et les frais spéciaux de branchement pour les
13 réseaux au sud du 53^e parallèle.

7.3.3 Application tarifaire actuelle

14 La clientèle résidentielle des réseaux au nord du 53^e parallèle bénéficie du tarif
15 domestique jusqu'à concurrence de 30 kWh par jour, la consommation associée
16 à la première tranche correspondant généralement aux usages de base.
17 L'excédent, soit la consommation associée au chauffage électrique, est facturé à
18 28,07 ¢/kWh.

19 Les caractéristiques de consommation de la clientèle affaires ne permettent pas
20 au Distributeur d'établir une structure tarifaire pouvant limiter l'usage de
21 l'électricité pour les applications thermiques. Ainsi, bien que les tarifs généraux
22 s'appliquent pour tout abonnement³⁵, certains usages sont spécifiquement
23 interdits aux tarifs réguliers. Tel que précisé à l'article 268 du texte des Tarifs, un
24 tarif dissuasif de 61,91 ¢/kWh s'applique à l'ensemble de la consommation
25 lorsque l'électricité livrée est utilisée pour le chauffage des locaux, pour celui de
26 l'eau ou pour toute autre application thermique, à l'exception de quelques

1 appareils (les appareils électroménagers, les appareils de type industriel ou
2 commercial utilisés pour la cuisson et la conservation des aliments et les
3 appareils utilisés pour les procédés de fabrication dans l'industrie légère). Il est à
4 noter qu'une machine ou un appareil thermique est un appareil servant « (...) à
5 *convertir la chaleur en travail ou à transférer de la chaleur d'une source à une*
6 *certaine température à une autre source à une autre température en utilisant un*
7 *moteur (machine frigorifique, pompe à chaleur).»³⁶ Les restrictions et les
8 exceptions de l'article 268 visent à inciter les clients à faire une utilisation
9 optimale des ressources énergétiques.*

10 La tarification dissuasive est appuyée par l'application de frais spéciaux de
11 branchement³⁷ lorsque le branchement alimente des charges de chauffage de
12 l'espace ou de l'eau au nord du 53^e parallèle.

13 La clientèle alimentée par les réseaux autonomes au sud du 53^e parallèle
14 bénéficie des tarifs applicables en réseau intégré ce qui explique le nombre
15 important de clients utilisant l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau
16 et ce, malgré la mise en place de mesures autres que tarifaires visant à réduire
17 cet usage. En effet, les programmes d'efficacité énergétique en réseaux
18 autonomes visent entre autres, depuis 1979, à encourager le chauffage au
19 mazout.

7.4 Frais spéciaux de branchement : chauffage électrique temporaire

20 Lors de la construction, des radiateurs portatifs sont régulièrement utilisés pour le
21 séchage de joints et de la peinture. Bien qu'il s'agisse d'une utilisation de
22 l'électricité temporaire de courte durée, les frais spéciaux de branchement sont
23 applicables compte tenu que c'est une charge de chauffage des locaux tel que

³⁵ Inférieur à 1 000 kVA.

³⁶ Grand dictionnaire encyclopédique Larousse, 1985.

³⁷ Soit 5 000 \$ pour les 20 premiers kilowatts et 250 \$ par kilowatt additionnel.

1 prévu aux *Conditions de service prévues au règlement 634*³⁸ (ci-après,
2 Conditions de service) en vigueur³⁹. En pratique, ces frais sont difficilement
3 applicables pour ce type d'usage vu la courte période d'utilisation, soit au
4 maximum 21 jours⁴⁰, et la faible importance de la charge.

5 À titre indicatif, la consommation additionnelle pour une maison en construction
6 est d'environ 750 kWh, soit 1 500 watts pendant 21 jours⁴¹, et représente des
7 coûts d'énergie d'environ 140 \$⁴². Le Distributeur estime qu'en 2003, une
8 soixantaine⁴³ de maisons ont été construites au Nunavik.

9 Afin de clarifier la situation, d'assurer une application uniforme de ces frais et
10 considérant l'absence d'une alternative sécuritaire aux radiateurs électriques, le
11 Distributeur propose de modifier l'article 42⁴⁴ des Conditions de service afin que
12 les frais spéciaux de branchement ne s'appliquent pas au chauffage électrique
13 temporaire pour le séchage de joints et de peinture durant la construction.

7.5 Applications thermiques : climatisation et câbles chauffants

14 Tel que précisé à la section 7.3.3, le tarif dissuasif s'applique aux tarifs généraux
15 lorsque l'électricité est utilisée pour toute application thermique, ce qui comprend
16 entres autres la climatisation, dans les réseaux situés au nord du 53^e parallèle.
17 Ainsi, lorsque l'électricité est utilisée pour fins de climatisation ou pour alimenter
18 des câbles chauffants dans les conduites d'amenée d'eau, la consommation
19 totale de l'abonnement est facturée au prix dissuasif de 61,91 ¢/kWh.

³⁸ Conditions de service prévues au règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité (L.R.Q.,c. H-5, a. 22.0.1) tel que modifié par les décisions D-2001-60, D-2001-259, D-2002-07, D-2002-261 et D-2003-23 de la Régie de l'énergie (L.R.Q.,c. R-6.01, a. 31).

³⁹ Article 42.

⁴⁰ Période de 14 à 21 jours de juin à octobre.

⁴¹ Facteur d'utilisation de 100 %.

⁴² Coût estimé à 176 \$ (rendement de 3,7 kWh/litre et coût du combustible de 0,86 \$/litre) et revenus au tarif D de 38 \$.

⁴³ Le Distributeur ne disposant pas de statistiques sur les nouvelles constructions au Nunavik, le nombre de raccordements permanents effectués a servi de référence.

⁴⁴ La modification est présentée à l'annexe F.

1 La clientèle affaires a exprimé le besoin d'utiliser des appareils de climatisation
2 pour contrer la chaleur et le haut taux d'humidité pendant la période estivale et
3 ainsi assurer un environnement propice pour les équipements sensibles à la
4 chaleur et pour les utilisateurs de services (aéroports, hôpitaux, édifices à
5 bureaux, etc.). Dans une lettre datée de juin 2003, la Société Makivik mentionne,
6 « *We requested that Hydro-Québec look into the possibility of allowing electricity*
7 *to be used for air conditioners as the summers in Nunavik are becoming warmer*
8 *and warmer.* » Les analyses du Distributeur démontrent qu'il n'existe pas
9 d'alternative efficace à l'usage de l'électricité et que l'impact économique de la
10 climatisation au tarif régulier serait limité. Le coût total de la charge additionnelle
11 de 275 MWh⁴⁵ serait de l'ordre de 40 000 \$, représentant environ 1 % des
12 revenus des ventes pour la clientèle affaires du Nunavik.

13 De plus, depuis 1996 l'Administration régionale Kativik (ARK) s'enquiert auprès
14 d'Hydro-Québec pour modifier les tarifs applicables et permettre l'utilisation de
15 l'électricité pour les câbles chauffants dans les conduites souterraines d'amenée
16 d'eau entre la source et l'usine de traitement. L'ARK considère les coûts liés à
17 l'application du tarif dissuasif « *déraisonnables considérant l'enjeu que*
18 *représente pour la santé et l'hygiène publiques l'approvisionnement en eau*
19 *potable, service aussi fondamental que vital.* » En effet, le gel des conduites
20 d'amenée d'eau dans le Village de Puvirnituk à l'hiver 2004 a engendré une
21 situation d'urgence qui a mené, à l'été 2005, à l'installation de câbles chauffants
22 sur une distance de 5,1 km.

23 Selon l'ARK, l'installation de câbles chauffants fonctionnant à l'électricité est la
24 solution la plus fiable, la plus simple et la seule techniquement possible. En effet,
25 la courte période d'utilisation ainsi que la faible consommation font en sorte

⁴⁵ Hypothèses retenues : 50 % des clients aux tarifs généraux qui installent trois climatiseurs de type résidentiel (0,625 kW), période d'utilisation de 30 jours avec un facteur d'utilisation et un facteur de diversité de 50 %.

1 qu'une génératrice ne serait pas efficace et que les coûts d'opération seraient
2 prohibitifs.

3 Le Distributeur considère que la faible consommation associée aux câbles
4 chauffants dans les conduites souterraines d'amenée d'eau, estimée par l'ARK⁴⁶
5 à environ 9 900 kWh une année sur deux, ainsi que les enjeux importants pour la
6 santé et l'hygiène publique justifient l'application du tarif régulier. Toutefois, pour
7 fins de gestion de la pointe, ces charges devront être interrompues sur demande
8 du Distributeur. Le manque à gagner annuel entre le tarif régulier et le tarif
9 dissuasif actuellement applicable serait de 2 700 \$ pour un village et d'un
10 montant maximal de 37 500 \$ si les 14 villages du Nunavik implantaient cette
11 technologie.

12 Le Distributeur propose de permettre l'utilisation de l'électricité pour les appareils
13 servant uniquement à la climatisation ainsi que pour les câbles chauffants dans
14 les conduites d'amenée d'eau entre la source et l'usine de traitement sans
15 l'application du tarif général dissuasif. L'ajout de ces exceptions respecte l'objectif
16 de l'article 268 du texte des Tarifs d'inciter les clients à utiliser de façon optimale
17 les différentes sources d'énergie.

7.6 Tarif pour les livraisons excédant 1 000 kVA

7.6.1 Contexte actuel

18 Le Distributeur est responsable des équipements de production des réseaux
19 autonomes dont l'utilisation occasionne des coûts élevés. Ces coûts s'expliquent
20 en grande partie par la production de source thermique ainsi que par
21 l'éloignement, rendant l'approvisionnement en combustible difficile et coûteux.

⁴⁶ Selon l'ARK, « Ce câble chauffant ne serait utilisé que dans l'éventualité où la conduite serait gelée (urgence), ou en voie de l'être (prévention). Au cours des dix dernières années ce câble chauffant aurait été en fonction cinq fois pour des périodes variant d'une à deux semaines. »

1 Bien que le Distributeur soit tenu de distribuer l'électricité à toute personne qui le
2 demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif⁴⁷, incluant les réseaux
3 autonomes, il n'existe aucun tarif dans le texte des Tarifs pour un abonnement
4 alimenté à partir d'un réseau autonome dont la puissance appelée excède
5 1 000 kVA. Tel que prévu à l'article 269 du texte des Tarifs, « *Les tarifs en*
6 *vigueur ne s'appliquent pas aux livraisons d'électricité excédant*
7 *1 000 kilovoltampères à partir d'un réseau autonome* ». Conséquemment, un
8 contrat spécial approuvé par le gouvernement est requis à chaque fois qu'un
9 abonnement excède la limite fixée à l'article 269. Jusqu'à présent, un seul client
10 situé aux Îles-de-la-Madeleine a fait l'objet d'un contrat spécial.

11 Cette disposition met en évidence qu'une charge additionnelle de plus de
12 1 000 kVA, ou 900 kW⁴⁸, a un impact majeur sur la capacité de production des
13 réseaux autonomes. En effet, une charge supplémentaire de 900 kW représente,
14 selon la centrale, une augmentation variant entre 30 % et 600 % de la pointe de
15 2004-2005⁴⁹. Les réseaux étant conçus et planifiés pour répondre à la croissance
16 normale des charges, la marge de manœuvre dont dispose le Distributeur est
17 insuffisante et des ajouts de cette taille impliquent le recours à des équipements
18 de production supplémentaires allant même jusqu'à la construction d'une
19 nouvelle centrale impliquant des délais importants.

20 Afin de répondre aux besoins éventuels de cette clientèle, en évitant le recours
21 aux contrats spéciaux, le Distributeur s'adresse à la Régie pour amender
22 l'article 269 en introduisant un tarif conçu pour les clients de plus de 1 000 kVA
23 alimentés à partir d'un réseau autonome.

⁴⁷ Conformément à l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

⁴⁸ Soit 90 % du plus grand appel de puissance apparente en kilovoltampères pour les abonnements de petite ou moyenne puissance tel que défini à l'article 1 du texte des Tarifs.

⁴⁹ À l'exception de la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine et la centrale de Lac-Robertson.

7.6.2 Nécessité d'un nouveau tarif

1 Actuellement, peu de clients sont visés par l'article 269 puisqu'un seul dépasse la
2 limite de 1 000 kVA, les autres ayant des puissances maximales appelées
3 inférieures à 770 kVA. Toutefois, certains clients ont déjà envisagé une
4 augmentation de leurs charges et un nouveau client pourrait demander un
5 raccordement pour une charge dépassant la limite existante. L'approbation d'un
6 tarif par la Régie permettrait d'éviter le recours aux contrats spéciaux et
7 d'informer les clients potentiels des conditions tarifaires applicables.

8 L'introduction du nouveau tarif MA au texte des Tarifs codifierait et clarifierait les
9 conditions tarifaires tout en maintenant l'application uniforme du tarif sur
10 l'ensemble des réseaux autonomes.

7.6.3 Coûts marginaux de production

11 Par définition, le coût marginal de production reflète le coût à encourir pour
12 alimenter une demande additionnelle, à la marge d'une situation de départ en
13 matière d'équilibre offre et demande. Ainsi, le coût marginal est fonction de l'offre
14 actuelle et future et de la nature de la demande, soit le niveau, la répartition dans
15 le temps et la durée.

16 Du côté de l'offre disponible, les réseaux autonomes se caractérisent par un parc
17 de centrales thermiques fonctionnant au diesel lourd ou léger. Les moteurs
18 existants doivent être remplacés au terme de leur durée de vie. L'ajout d'un
19 moteur est requis au moment où la pointe atteint le niveau de puissance ferme
20 de la centrale⁵⁰.

⁵⁰ Le critère pour déterminer la puissance ferme est le suivant :

- Pour Cap-aux-Meules : la somme des puissances de tous les groupes moins la puissance des deux groupes les plus puissants le tout multiplié par 90 %. Ceci permet de garder un groupe en réserve tiède et de faire l'entretien sur un autre groupe en période de pointe sans mettre en péril la sécurité d'approvisionnement.
- Pour les autres réseaux : la somme des puissances de tous les groupes moins la puissance du groupe le plus puissant le tout multiplié par 90 %.

1 Du côté de la demande, il s'agit de la consommation de clients qui auraient une
2 puissance appelée supérieure à 900 kW et un facteur d'utilisation de l'ordre de
3 60 %.⁵¹

4 Une charge additionnelle de cette importance, compte tenu de la taille des
5 centrales, nécessite le devancement de l'ajout d'un groupe de production, en
6 plus d'augmenter significativement l'énergie produite à la centrale.

7 Le coût marginal de production approprié à cette demande est ainsi constitué
8 d'un coût fixe qui correspond au coût de l'investissement requis, et d'un coût
9 variable qui correspond au coût de fonctionnement de la centrale (carburant,
10 exploitation et entretien).

11 Les caractéristiques principales qui déterminent les coûts de production des
12 centrales sont :

- 13 • la taille des groupes de production (en MW) et la place disponible dans la
14 centrale pour l'ajout de groupes ;
- 15 • le type de combustible utilisé (diesel lourd ou léger) ;
- 16 • la localisation de la centrale.

17 Chacun des réseaux isolés est unique quant aux caractéristiques énoncées et
18 implique donc un coût marginal différent. Cependant, afin de bâtir un seul tarif,
19 applicable à l'ensemble des réseaux autonomes et qui reflète le plus fidèlement
20 possible les coûts que le Distributeur aura à encourir pour alimenter les futurs
21 clients du tarif MA, le Distributeur a choisi l'approche générique suivante :

- 22 • utiliser le coût marginal de la centrale Cap-aux-Meules pour représenter le
23 coût marginal applicable aux centrales fonctionnant au diesel lourd ;

⁵¹ Correspond au facteur d'utilisation mensuel de l'ensemble de la clientèle au tarif M dont la puissance maximale appelée est inférieure à 2 000 kW.

- 1 • utiliser un coût marginal moyen, représentatif de la diversité de situations
2 des centrales fonctionnant au diesel léger et applicable à l'ensemble des
3 autres réseaux autonomes⁵².

4 Ainsi, dans le cas d'une centrale fonctionnant au diesel lourd, le groupe de
5 référence choisi est un groupe ayant les mêmes caractéristiques que les groupes
6 existants à la centrale de Cap-aux-Meules. Le coût de l'investissement de l'ordre
7 de 2 M\$/MW installé correspond à celui de l'ajout d'un groupe d'environ 6 MW.

8 Concernant les autres réseaux, le groupe de référence choisi est un groupe de
9 1 MW fonctionnant au diesel léger et dont les coûts correspondent à la moyenne
10 des coûts des différents réseaux. Le coût d'investissement pour un groupe de
11 1 MW se situe entre 2 M\$ et 7 M\$, selon qu'il soit nécessaire ou non de
12 reconstruire la centrale et selon la localisation du réseau. Le coût moyen s'élève
13 à 4,5 M\$/MW installé.

14 Les principales hypothèses pour chacun de ces deux types de groupes sont
15 résumées au tableau suivant.

⁵² Bien que la source d'énergie principale du Lac-Robertson est d'origine hydraulique, la fiabilité est assurée par des groupes fonctionnant au diesel léger.

TABLEAU 34
HYPOTHÈSES RETENUES POUR LE CALCUL DES COÛTS MARGINAUX

Groupe de production	Diesel lourd	Diesel léger
Durée de vie (ans)	20	15
Taille (MW)	6	1
Puissance disponible (%)	90	90
Coût d'investissement ⁽¹⁾ (k\$/MW)	1 947	4 550

Note 1 : En dollars de 2006.

1 Ces coûts d'investissement sont ensuite traduits en annuités croissantes à
2 l'inflation sur la base de la durée de vie des groupes, en utilisant les paramètres
3 économiques⁵³ du Distributeur autorisés par la Régie. Ils constituent la partie fixe
4 des coûts marginaux de production et sont présentés au tableau 35.

5 Les coûts variables associés à ces groupes de production sont constitués du
6 coût du combustible et des coûts d'entretien et d'exploitation.

7 Le coût du combustible pour Cap-aux-Meules est basé sur la prévision de coût
8 pour l'année 2006. Pour le groupe de référence des autres réseaux, le coût du
9 combustible⁵⁴ choisi correspond à la moyenne des coûts prévus pour l'année
10 2006 pour chacune des centrales, pondérée par l'énergie produite par ces
11 dernières.

12 Les coûts variables d'entretien des groupes sont basés sur une analyse de coût
13 marginal effectuée pour Cap-aux-Meules. Ce coût a été utilisé pour l'ensemble
14 des réseaux.

⁵³ Taux d'actualisation nominal de 6,97 % et taux d'inflation de long terme de 2 %.

⁵⁴ Notons que ces coûts incluent le transport et l'entreposage du carburant et sont exprimés en cents par litre. Pour obtenir les coûts de combustible en cents par kilowattheure, les rendements moyens des groupes de production sont pris en compte, ainsi que les pertes et la consommation des services auxiliaires des centrales.

- 1 Le tableau 35 présente les coûts marginaux fixes et variables qui serviront
2 ensuite à établir le tarif MA.

TABLEAU 35
COÛTS MARGINAUX POUR UNE AUGMENTATION
DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

Augmentation de la capacité de production	Diesel lourd	Diesel léger
Frais fixes ⁽¹⁾ (immobilisation)	174,63 \$/kW-an	490,97 \$/kW-an
Frais fixes mensuels ⁽²⁾	14,35 \$/kW-mois	40,35 \$/kW-mois
Entretien et exploitation ⁽³⁾	2,37 ¢/kWh	2,37 ¢/kWh
Coût du combustible ⁽⁴⁾	11,57 ¢/kWh	26,44 ¢/kWh
Frais variables	13,94 ¢/kWh	28,81 ¢/kWh

Note 1 : Annuité croissante.

Note 2 : Pour une période mensuelle de 30 jours.

Note 3 : Annuité croissante 2006.

Note 4 : Prévision 2006.

7.6.4 Structure du tarif MA proposé

- 3 Le tarif MA proposé reflète les coûts de production⁵⁵ associés au service
4 électrique des clients de plus de 1 000 kVA situés dans les réseaux autonomes.
5 La structure du tarif MA est basée sur la structure du tarif M à laquelle sont
6 ajoutés un deuxième niveau de prix en puissance et une troisième tranche en
7 énergie qui reflètent les signaux des coûts marginaux de production. Aucun
8 changement n'est apporté aux coûts de transport et de distribution.
- 9 Enfin, le tarif MA est calibré pour un facteur d'utilisation mensuel de 60 % lequel
10 correspond à celui observé chez l'ensemble des clients au tarif M dont la
11 puissance maximale appelée est inférieure à 2 000 kW.
- 12 Le Distributeur propose de refléter les coûts marginaux dans le tarif MA à la
13 marge de la limite de 900 kW. Les frais fixes de production seront récupérés par

1 le biais de la prime de puissance applicable aux kilowatts à facturer excédant
2 900 kW. Ainsi, à la prime de puissance du tarif M sont ajoutés les frais fixes
3 d'une augmentation de la capacité de production, soit 14,35 \$/kW pour une
4 centrale fonctionnant au diesel lourd et 40,35 \$/kW pour une centrale
5 fonctionnant au diesel léger.

6 Quant aux frais variables, le Distributeur propose de les récupérer par le biais
7 d'une troisième tranche en énergie. Le seuil de cette troisième tranche est fixé à
8 390 000 kWh par mois, ce qui correspond à l'énergie consommée pour une
9 charge de 900 kW avec un facteur d'utilisation mensuel de 60 %. Le prix de cette
10 tranche est obtenu en remplaçant le prix de l'énergie du tarif M de 2,56 ¢/kWh
11 par la composante variable des coûts marginaux de production des réseaux
12 autonomes qui reflète le type de combustible utilisé. Tel que présenté au
13 tableau 35, ces coûts marginaux diffèrent nettement selon qu'il s'agit d'électricité
14 produite par une centrale fonctionnant au diesel lourd (soit 13,94 ¢/kWh) ou au
15 diesel léger (soit 28,81 ¢/kWh).

16 Afin que le signal de prix suive l'évolution des prix du diesel lourd ou léger, la
17 composante "coût du combustible" sera indexée le 1^{er} octobre de chaque année
18 en fonction des prix du marché⁵⁶.

19 Les tableaux 36 et 37 illustrent le calcul du prix de la deuxième tranche de
20 puissance et du prix de la troisième tranche d'énergie du tarif MA lorsque
21 l'électricité est produite à partir d'une centrale fonctionnant au diesel lourd ou
22 léger.

⁵⁵ Le diesel lourd alimente la centrale de Cap-aux-Meules et le diesel léger, toutes les autres centrales.

⁵⁶ Ceci sera fait à partir des données publiées dans la revue Bloomberg Financial Markets Commodities News "Oil Buyer's Guide", tel que détaillé à HQD-13, document 4.

TABLEAU 36
STRUCTURE TARIFAIRE DU TARIF MA – DIESEL LOURD

Année 2005	Puissance (\$/kW)		Énergie (¢/kWh)		
	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	3 ^e tranche
	< = 900 kW	> 900 kW	0 à 210 000 kWh	210 000 à 390 000 kWh	Reste de l'énergie
Composantes de base du tarif M	12,60	12,60	3,94	2,56	s. o.
Coût marginal fixe (immobilisation)	----	14,35	----	----	----
Coût du combustible	----	----	----	----	11,57
Entretien et exploitation	----	----	----	----	2,37
Tarif MA	12,60	26,95	3,94	2,56	13,94

- 1 À titre indicatif, dans un réseau au diesel lourd, le prix unitaire moyen pour un
- 2 client avec une charge de 1 500 kW et un facteur d'utilisation de 60 % est de
- 3 11,78 ¢/kWh compte tenu qu'il bénéficie de 900 kW et du volume d'énergie
- 4 correspondant aux prix du tarif M.

**TABLEAU 37
STRUCTURE TARIFAIRE DU TARIF MA – DIESEL LÉGER**

Année 2005	Puissance (\$/kW)		Énergie (¢/kWh)		
	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	1 ^{re} tranche	2 ^e tranche	3 ^e tranche
	< = 900 kW	> 900 kW	0 à 210 000 kWh	210 000 à 390 000 kWh	Reste de l'énergie
Composantes de base du tarif M	12,60	12,60	3,94	2,56	s. o.
Coût marginal fixe (immobilisation)	----	40,35	----	----	----
Coût du combustible	----	----	----	----	26,44
Entretien et exploitation	----	----	----	----	2,37
Tarif MA	12,60	52,95	3,94	2,56	28,81

1 À titre indicatif, dans un réseau au diesel léger, le prix unitaire moyen pour un
 2 client avec une charge de 1 500 kW et un facteur d'utilisation de 60 % est de
 3 20,11 ¢/kWh compte tenu qu'il bénéficie de 900 kW et du volume d'énergie
 4 correspondant aux prix du tarif M.

7.7 Domaine d'application

5 Le nouveau tarif MA s'appliquera aux abonnements alimentés à partir d'un
 6 réseau autonome dont la puissance maximale appelée a excédé 900 kW.
 7 Lorsqu'il y a plus d'un abonnement au même endroit qui utilise l'électricité à des
 8 fins semblables la somme des puissances maximales appelées est considérée
 9 dans l'établissement de la charge.

10 Il faut rappeler qu'aucun client n'est actuellement visé par le tarif MA. Afin de
 11 tenir compte du seul client qui excède la limite et qui dispose d'un contrat spécial,
 12 le Distributeur propose des conditions particulières d'application pour toute
 13 augmentation éventuelle de charge au-delà de ce qui est prévu au contrat. Pour

1 ce client, le tarif M sera appliqué jusqu'à concurrence de la puissance disponible
2 prévue au contrat et du volume d'énergie correspondant, l'excédent sera facturé
3 au tarif MA.

4 En outre, le Distributeur demande un délai de trente mois pour alimenter le client
5 afin de permettre la planification des approvisionnements requis.

7.7.1 Modifications aux libellés

6 Le libellé du tarif MA est présenté au document HQD-13, document 4. Il est à
7 noter que l'article 2 de la section 1 des Conditions de service devra être abrogé⁵⁷
8 lors de l'approbation par la Régie d'un tarif applicable aux livraisons excédant
9 1 000 kVA à partir d'un réseau autonome. Conséquemment, les dispositions de
10 ce document s'appliqueront dorénavant aux prolongements et modifications de
11 réseaux pour les raccordements de charges excédant 1 000 kVA à partir d'un
12 réseau autonome.

7.8 Définition de "réseau autonome"

13 La définition de "réseau autonome" du texte des Tarifs vise uniquement les
14 réseaux dont l'électricité est produite par des groupes électrogènes fonctionnant
15 au moyen de combustibles fossiles, de turbines à gaz ou d'éoliennes. Cette
16 définition, adoptée en 1982, ne reflète pas la possibilité que les réseaux puissent
17 être alimentés à partir de source d'énergie renouvelable comme l'hydraulique. La
18 définition applicable devrait, comme celle des Conditions de service, viser tous
19 les réseaux détachés du réseau principal.

20 Il serait opportun d'actualiser la définition de 1982 et d'harmoniser les définitions
21 en adoptant celle des Conditions de service laquelle repose sur la caractéristique
22 fondamentale de ces réseaux, soit leur caractère autonome, et éviter ainsi toute
23 ambiguïté que pourrait entraîner l'utilisation de deux définitions différentes.

⁵⁷ Voir annexe F.

8 TARIFS PROPOSÉS

8.1 Nouvelle grille des tarifs

1 La nouvelle grille tarifaire est présentée en HQD-13, Document 3.

8.2 Calcul des nouveaux prix

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

- 8 • les prix sont limités à deux décimales.⁵⁸ Entre autres, les prix de l'énergie
9 (¢/kWh) et de la puissance (\$/kW) sont limités à deux chiffres après la
10 virgule ;
- 11 • les prix applicables sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être
12 divisibles par le nombre de jours correspondant afin d'assurer la
13 facturation du service pour un nombre de jours différent.

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

- 15 • modifier le prix des composantes en fonction des orientations retenues ;
- 16 • ajuster ces prix afin qu'ils respectent les contraintes mentionnées
17 précédemment ;
- 18 • s'assurer que le résultat final, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs d'une
19 même catégorie de consommateurs, génère des revenus additionnels
20 équivalents au taux d'augmentation proposé.

1 Pour chaque catégorie tarifaire, les éléments des tarifs affectés ont été modifiés
2 en fonction de ce processus.

3 Il faut souligner que le Distributeur procède si nécessaire à des ajustements
4 ponctuels qui permettent d'assurer la continuité entre les tarifs. À titre d'exemple,
5 la prime de puissance au tarif G-9 ne peut être augmentée que par tranches de
6 0,03 \$/kW en raison de la nécessité d'être divisible par 30. Or, cette prime doit
7 être ajustée en fonction de l'évolution de la prime de puissance au tarif M⁵⁹ dont
8 la hausse est de 2,1 %. La prime du tarif G-9 pouvait donc être augmentée à
9 3,75 \$/kW, soit une hausse de 1,6 % ou à 3,78 \$/kW qui représente une hausse
10 de 2,4 %. L'option retenue a été de porter la prime à 3,78 \$/kW ce qui
11 correspond à une hausse proche de la hausse au tarif M bien que supérieure.
12 Une fois ce choix effectué, le Distributeur ajuste alors le prix de l'énergie du tarif
13 G-9 à 8,37 ¢/kWh, soit une hausse de 3,2 %, afin d'atteindre une hausse de 3 %
14 des revenus de cette catégorie de clients.

9 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS

15 Les modifications apportées au texte des Tarifs, ainsi que leur justification sont
16 détaillées en HQD-13, Document 4. Toutefois, par souci d'efficacité compte tenu
17 du volume du document, les prix des tarifs n'ont pas été modifiés conformément
18 à la grille produite en HQD-13, Document 3. Ils le seront suite à la décision de la
19 Régie dans cette cause et conformément à la mise à jour de la grille des tarifs
20 qui sera alors produite.

21 Le texte des Tarifs a d'abord fait l'objet d'une nouvelle numérotation. L'objectif est
22 d'apporter une stabilité à la numérotation de la très grande majorité des articles
23 lorsque des articles ou tarifs sont ajoutés ou retirés du document. La
24 numérotation proposée est basée sur une séquence qui est propre à chaque

⁵⁸ Exception faite des crédits d'alimentation.

⁵⁹ Voir justification dans la cause R-3541-2004, HQD-1, document 3, page 31.

1 chapitre. Ainsi les modifications ultérieures qui seront apportées à un tarif
2 n'auront pas d'impact sur la numérotation des autres chapitres et des autres
3 tarifs. Cette modification minimisera les corrections qui doivent être apportées
4 aux documents qui sont utilisés entre autres par le Distributeur pour la formation
5 à l'interne. Elle permettra également de stabiliser la référence aux articles qui
6 sont fréquemment utilisés en l'occurrence les articles des crédits d'alimentation
7 en moyenne ou en haute tension ainsi que le rajustement pour pertes de
8 transformation. L'annexe G présente la numérotation proposée et son application
9 au texte des Tarifs. À compter de 2006, ce document portera le titre de *Tarifs et*
10 *Conditions du Distributeur*, afin de correspondre à l'appellation utilisée dans le
11 texte des Tarifs.

12 D'autres modifications, d'ordre syntaxique, ont également été apportées afin de
13 clarifier le texte des articles concernés.

9.1 Décision D-2004-170

14 Dans le cadre de la demande R-3531-2004, le Distributeur souhaitait l'abrogation
15 du tarif BT assortie d'une série de mesures commerciales. La décision D-2004-
16 170 de la Régie implique deux volets tarifaires qui auront des incidences sur le
17 texte des Tarifs.

9.1.1 Abrogation du tarif BT

18 La Régie a accepté que le tarif BT soit abrogé le 1^{er} avril 2006. En conséquence,
19 le Distributeur propose le retrait des sous-sections 1 et 2 de la section 12.

9.1.2 Tarif de transition pour les usages de photosynthèse

1 La Régie a accepté qu'un tarif de transition soit offert pour les usages de
2 photosynthèse. Ce tarif, conforme à la méthode de calcul fixée par la Régie, est
3 présenté aux articles 261 à 264 de la sous-section de la Section XII intitulée :
4 Sous-section 3 - Tarif de transition. Compte tenu de l'abrogation du tarif BT, il est
5 proposé de transférer la sous-section 3 après la section 4 du chapitre 4 avec le
6 titre "Tarif de transition – Photosynthèse" et de conserver uniquement les articles
7 du tarif BT nécessaires à l'application du tarif de transition.

9.2 Dispositions interprétatives

8 Dans le chapitre des dispositions interprétatives, la définition de réseau municipal
9 est introduite afin de se conformer à la Loi sur la Régie. De plus, les définitions
10 de logement, maison de chambre à louer, réseau autonome et celle de tension
11 sont modifiées.

9.3 Tarifs généraux de petite puissance

12 Dans le cas des tarifs généraux de petite puissance, les modifications sont les
13 suivantes:

- 14 • Le seuil de puissance à facturer du tarif G passe de 45 à 50 kW et le seuil
15 de la 1^{re} tranche passe de 13 200 à 15 100 kWh.
- 16 • En ce qui a trait aux activités d'hiver, le rattrapage, interrompu en 1997,
17 est réintroduit afin qu'il soit indépendant des futurs ajustements tarifaires.
- 18 • Quant au tarif GD, le texte précise maintenant que la revente d'énergie à
19 un tiers n'est pas permise tout comme pour le tarif LD.

9.4 Tarifs généraux de moyenne puissance

1 Dans le cas des tarifs généraux de moyenne puissance, les modifications sont
2 les suivantes:

- 3 • Introduction au niveau de l'article sur la puissance souscrite d'une règle
4 qui précise que le passage du tarif G-9 au tarif M doit tenir compte de la
5 puissance à facturer minimale du client au tarif G-9.
- 6 • Au niveau du libellé de l'article 4.8, une portion du texte est retirée afin
7 d'assurer une cohérence avec les Conditions de service dans lesquelles
8 le remboursement est établi sur la base des kW moyens plutôt que sur la
9 puissance maximale appelée.
- 10 • Enfin, le tarif MR est retiré compte tenu que le Distributeur demande son
11 abrogation alors que l'option d'électricité interruptible est ajoutée
12 conformément à la proposition du Distributeur dans la requête R-3531-
13 2004 concernant la demande d'abrogation du tarif BT, tel que mentionné
14 dans la section 6.

9.5 Tarifs généraux de grande puissance

15 En ce qui concerne les tarifs de grande puissance, plusieurs modifications sont
16 formulées, soit :

- 17 • Réintroduction du rattrapage de 0,5 % applicable aux réseaux municipaux
18 et interrompu en 1997.
- 19 • Retrait du tarif LC compte tenu que le Distributeur demande son
20 abrogation et ajustement du tarif LP en conséquence.
- 21 • Au tarif H, introduction d'une règle qui tient compte de la puissance à
22 facturer minimale au tarif H au moment du passage du tarif H vers le tarif
23 L ou M.

- 1 • Dans le cas du tarif LD, introduction de modalités pour le passage du tarif
2 LD, option ferme ou non ferme, vers le tarif L.
- 3 • Quant au rodage de procédés industriels, le titre est modifié pour celui de
4 rodage de nouveaux équipements.
- 5 • L'option de paiement en dollars américains est modifiée afin de prendre
6 en compte les paramètres économiques qui résultent des décisions de la
7 Régie. De plus, l'option tiendra compte que le client peut adhérer à
8 d'autres options
- 9 • La demande d'abrogation du tarif LR entraîne son retrait du texte des
10 Tarifs ainsi que la reformulation de l'article 6.38 de l'option d'électricité
11 interruptible.
- 12 • À l'option d'électricité interruptible, la référence au prix horaire pour la
13 consommation en période de reprise est maintenant celle de l'option
14 d'électricité additionnelle.
- 15 • Ajout de l'option d'électricité additionnelle tel que mentionné dans la
16 section 6.

9.6 Tarifs applicables en réseaux autonomes

17 Tel que mentionné dans la section 7.6, introduction du tarif MA, pour les appels
18 de puissance supérieurs à 900 kW dans les réseaux autonomes. De plus, retrait
19 de la sous-section 3 pour tenir compte de l'abrogation du tarif BT.

9.7 Dispositions complémentaires

20 L'article 21, crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension, du texte des
21 Tarifs est déplacé dans le chapitre des dispositions complémentaires à la suite
22 de l'article 10.2 (304). De plus, compte tenu qu'il n'y a pas de clients alimentés à

1 une tension supérieure à 50 kV, les niveaux de tension au-delà de ce seuil sont
2 retirés.

3 Le texte du rajustement pour pertes de transformation, article 10.4, est reformulé
4 afin d'en rendre l'application plus simple.

9.8 Tarif du service Visilec

5 L'article 11.6 est reformulé afin de clarifier le délai applicable pour la disponibilité
6 du service et celui du début de l'application du tarif.

ANNEXE A :

**IMPACT DU PASSAGE DU SEUIL DE FACTURATION DE
LA PUISSANCE DE 45 KW À 50 KW AU TARIF G
(EXEMPLES DE FACTURES MENSUELLES)**

**- TARIF G : Impact du passage du seuil de facturation de la puissance de 45 kW à 50 kW -
(Exemples de factures mensuelles)**

	Tarif G actuel à 45 kW	Tarif G à 50 kW
Seuil de puissance (kW)	45	50
Seuil d'énergie (kWh)	13 200	15 100
Redevance (\$/kW)	12,33	12,33
Puissance (\$/kW)	14,40	14,40
Énergie 1ère tranche	7,86	7,86
Énergie 2e tranche	3,96	3,96
Facture minimum	36,99	36,99

	Profil du client			Facture au tarif G à 45 kW			Facture au tarif G à 50 kW			Écart (%)
	Facteur d'utilisation	Énergie	Puissance maximale appelée	Énergie	Puissance	Total	Énergie	Puissance	Total	
	(%)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	
Cas 1 : Client non facturé en puissance (puissance maximale appelée de 45 kW ou moins)										
• Faible consommation (moins de 13 200 kWh)	N/D	8 000	-	629	-	641	629	-	641	0,0%
• Forte consommation (plus de 15 100 kWh)	N/D	17 000	-	1 188	-	1 200	1 262	-	1 274	6,2%
Cas 2 : Client qui ne sera plus facturé en puissance (puissance maximale appelée > 45 kW et ≤ 50 kW)										
• Faible facteur d'utilisation	36%	12 200	47	959	29	1 000	959	-	971	-2,9%
• Fort facteur d'utilisation	50%	17 000	47	1 188	29	1 229	1 262	-	1 274	3,7%
Cas 3 : Client facturé en puissance (puissance maximale appelée de plus de 50 kW)										
• Très faible facteur d'utilisation	1%	300	55	24	144	180	24	72	108	-40,0%
• Faible facteur d'utilisation	31%	12 200	55	959	144	1 115	959	72	1 043	-6,5%
• Fort facteur d'utilisation	69%	42 200	85	2 186	576	2 774	2 260	504	2 776	0,1%

ANNEXE B :

**PRIX HISTORIQUES SUR LE MARCHÉ DAM DE
RÉFÉRENCE (NYISO ZONE M)**

**Prix historiques sur le marché DAM de référence
(NYISO Zone M, incluant frais de sortie)**

- Prix moyen en \$US MW/h -

Année	Hiver (Pointe et Hors pointe)	Hiver (Pointe)	Hiver (Pointe) 300 h les + élevées	Hiver (Pointe) 200 h les + élevées	Hiver (Pointe) 100 h les + élevées
2000	42,23	48,04	76,95	84,28	96,09
2001	43,37	48,88	67,77	72,19	80,94
2002	35,27	38,65	60,47	64,83	71,08
2003	61,75	70,86	106,66	114,45	126,96
2004	59,10	66,01	87,68	93,50	103,64
2005	62,37	68,96	88,76	96,15	110,40
Moyenne	50,68	56,90	81,38	87,57	98,18
Moyenne 2003-2005	61,07	68,61	94,37	101,37	113,67

Note 1: La période d'hiver fait référence à la période du 1^{er} janvier au 31 mars et du mois de décembre de la même année.

Note 2: La distinction entre la période pointe/hors pointe ne tient pas compte des jours fériés.

Note 3: L'année 2005 couvre uniquement la période du 1^{er} janvier au 31 mars.

**ANNEXE C :
EXEMPLE DE CALCUL DE FACTURE À
L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE
POUR LA CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE**

Mois de référence						
Période	Jours	kW	kVA	kWh	F.U.	F.P.
janv-05	31	7 200,0	7 272,0	4 665 600,0	87,1%	99,0%
févr-05	28	7 350,0	7 423,5	4 762 800,0	96,4%	99,0%
mars-05	31	7 100,0	7 171,0	4 600 800,0	87,1%	99,0%
Moyenne des 3 derniers mois :	30,0	7 216,7	7 288,8	4 676 400,0	90,0%	99,0%
Puissance moyenne horaire :				6 495,0 kW		

Détail des calculs				
Période de consommation :	du	au	jours	heures
	2005-07-03	2005-08-04	33	792
Prix mensuel de l'électricité additionnelle :		0,08 \$/kWh		
Consommation de la période :				
Puissance apparente :	9 328,0 kVA			Facteur de puissance :
Puissance appelée :	8 800,0 kW			Facteur d'utilisation :
Puissance souscrite :	--			
Consommation d'énergie :	5 276 808 kWh			kWh non autorisés :
				2 000 kWh
Calcul des composantes de référence :				
Puissance apparente moyenne :	7 288,8 kVA			Puissance moyenne horaire (a) :
Puissance appelée moyenne :	7 216,7 kW			Période de consommation (b) :
Puissance maximale moyenne :	7 216,7 kW			Consommation d'énergie (a X b) :
				5 144 040 kWh

a) Facture de référence pour la période

Prime de puissance :	7 216,7 kW	X	11,5200 \$ X	792 / 720	91 449,60 \$
Crédit d'alimentation :	7 216,7 kW	X	-2,2890 \$ X	792 / 720	-18 170,85 \$
Rajustement pertes de transformation :	7 216,7 kW	X	-0,1386 \$ X	792 / 720	-1 100,25 \$
Énergie de référence :	5 144 040 kWh	X	0,0256 \$		131 687,42 \$
Total - Facture de référence :					203 865,93 \$

b) Facture d'électricité additionnelle pour la période

Énergie réelle pour la période :	5 276 808 kWh				
Moins énergie de référence :	5 144 040 kWh				
Électricité additionnelle pour la période :	132 768 kWh				
Si électricité additionnelle positive	132 768 kWh	X 0,0800 \$/kWh			10 621,44 \$
Si électricité additionnelle négative	0 kWh	X 0,0256 \$/kWh			0,00 \$
Total - Facture d'électricité additionnelle :					10 621,44 \$

c) Rajustement pour tenir compte de la variation du facteur de puissance

	Référence	Réel
Puissance maximale appelée :	(PMArf) 7 216,7 kW	(PMAre) 8 861,6 kW
Puissance maximale réelle :	(PMRrf) 7 216,7 kW	(PMRre) 8 800,0 kW
Écart :	0,0 kW	61,6 kW
Prix effectif de la puissance (PEP) :	9,09 \$ /kW/mois	
Total - Prime de rajustement FP :	$(PMAre - PMRre) - (PMArf - PMRrf) * PEP =$	
		616,10 \$

d) Pénalité pour consommation au-delà de la référence en période non autorisée

kWh consommés au-delà de la référence en période non autorisée :	2 000 kWh	X 0,500 \$/kWh	
Total - Pénalité :			1 000,00 \$

Total de la facture (a + b + c + d)	216 103,47 \$
--	----------------------

Original : 2005-08-30

Coût unitaire moyen : 0,0410 \$/kWh

HQD-13, Document 1
Annexe C
Page 105 de 126

ANNEXE D :

**EXEMPLE D'APPLICATION DES CRÉDITS
ET DE LA PÉNALITÉ ASSOCIÉS
À L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
POUR LA CLIENTÈLE DE MOYENNE PUISSANCE**

**Illustration du calcul des crédits appliqué à une journée d'interruption
Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance**

 Confirmation avant 15h00 la veille
Interruption sur les 2 plages horaires

Heure de la journée	Puissance moyenne horaire des heures utiles du mois	Puissance moyenne horaire réelle	Énergie interrompue	Crédit horaire sans dépassement	Dépassement (sur la base de 15 minutes)
	A	B	C	D	E
	kW/heure	kW/heure	A - B kW/heure	C * 0,07 ¢/kWh \$	kW
1		637			
2		647			
3		657			
4		666			
5		676			
6		706			
7	680	421	259	18,13 \$	-
8	680	440	240	16,80 \$	-
9	680	415	265	18,55 \$	-
10	680	425	255	17,85 \$	-
11		715			
12		705			
13		711			
14		706			
15		715			
16		706			
17	680	670 *			171
18	680	426	254	17,78 \$	-
19	680	420	260	18,20 \$	-
20	680	430	250	17,50 \$	-
21		706			
22		715			
23		711			
24		706			
Somme des crédits variables de la journée				124,81 \$	

Crédit fixe 680 kW - 475 kW = 205 kW * 1,25 \$/kW = 256,25 \$

Pénalité 670 kW - 499 kW = 171 kW * 0,25 \$/kW = 42,75 \$

* Lecture de 670 kW durant une période de 15 minutes durant l'heure et respect de la puissance de base pour les autres périodes d'intégration

Données de base

Puissance de base	475 kW
Limite pour le dépassement	499 kW
Crédit fixe (4 mois d'hiver)	1,25 \$ / kW
Crédit variable	0,07 ¢/kWh
Pénalité sur dépassement	0,25 \$ / kW

ANNEXE E :

HISTORIQUE DES TARIFS APPLICABLES EN

RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

	Règ.	#225*	#290	#321	#346	#383	#403	#429	#453	#480	#499	#499	#569	#586	#586	#618	#642	#658	#663				
Composantes tarifaires		Janv. 1981	Janv. 1982	Janv. 1983	Fév. 1984	Mai 1985	Mai 1986	Mai 1987	Mai 1988	Mai 1989	Mai 1990	Mai 1991	Mai 1992	Mai 1993	Mai 1994	Mai 1995	Mai 1996	Mai 1997	Mai 1998	Janv. 2004	Avril 2004	Avril 2005	
Tarif D																							
Redevance d'abonnement	\$ / jour	0,200	0,230	0,245	0,258	0,266	0,280	0,293	0,304	0,317	0,340	0,362	0,373	0,376	0,377	0,377	0,379	0,385	0,390	0,4017	0,4064	0,4064	
Énergie																							
20 premiers kWh/jour	¢/kWh	2,40	2,70	2,90	3,06	3,15	3,32	3,47	3,60	3,76	4,03	4,31	4,45	4,51	4,54	4,54							
30 premiers kWh/jour	¢/kWh																4,59	4,66	4,74	4,88	4,95	5,02	
Le reste de l'énergie	¢/kWh	15,00	15,00	16,00	18,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,60	25,20	26,00	26,30	26,50	26,50	26,50	26,50	26,50	27,30	27,68	28,07	
Puissance																							
Excédent de 50 kW en hiver	\$/kW	s. o.	0,60	0,66	0,69	0,72	0,75	0,90	1,50	1,60	1,74	1,89	1,98	2,01	2,04	2,04	3,00	3,03	3,06	3,15	3,21	3,96	
Tarifs généraux																							
Prix dissuasif	¢/kWh	**	**	43,00	45,00	45,00	45,00	45,00	47,00	48,00	51,60	55,20	57,13	57,99	58,57	58,57	58,57	58,57	58,57	60,33	61,18	61,91	

* Le règlement 280 vient amender le règlement tarifaire 225 afin d'introduire un tarif dissuasif.
 ** Le distributeur interrompt la livraison d'électricité.

ANNEXE F :

**MODIFICATIONS DÉTAILLÉES AU TEXTE DES
CONDITIONS DE SERVICE CONCERNANT LES
RÉSEAUX AUTONOMES**

Conditions de service en vigueur	Version révisée	Justification de la modification
<p>Chapitre I – Dispositions générales</p> <p>Section I – Champ d'application</p> <p>1. Sous réserve des dispositions des chapitres III et IV qui ne s'appliquent qu'au service en basse tension et au service en moyenne tension dans les limites prévues à l'article 32, les dispositions du présent règlement établissent les conditions de service d'électricité par Hydro-Québec.</p> <p>2. Les dispositions du présent règlement ne s'appliquent pas au service d'électricité excédant 1 000 kilovoltampères à partir d'un réseau autonome.</p>	<p>Chapitre I – Dispositions générales</p> <p>Section I – Champ d'application</p> <p>1. Sous réserve des dispositions des chapitres III et IV qui ne s'appliquent qu'au service en basse tension et au service en moyenne tension dans les limites prévues à l'article 32, les dispositions du présent règlement établissent les conditions de service d'électricité par Hydro-Québec.</p> <p>2. Les dispositions du présent règlement ne s'appliquent pas au service d'électricité excédant 1 000 kilovoltampères à partir d'un réseau autonome.</p>	<p>Introduction d'un tarif MA au texte des Tarifs s'appliquant aux livraisons d'électricité excédant 1 000 kilovoltampères.</p>
<p>42. Lors de l'installation initiale d'un branchement par Hydro-Québec, le requérant doit payer les frais de raccordement permanent du branchement prévus au règlement tarifaire ainsi que le coût de la partie du branchement qui excède 30 mètres de conducteur mesurés selon la distance parcourue, à l'avantage du</p>	<p>42. Lors de l'installation initiale d'un branchement par Hydro-Québec, le requérant doit payer les frais de raccordement permanent du branchement prévus au règlement tarifaire ainsi que le coût de la partie du branchement qui excède 30 mètres de conducteur mesurés selon la distance parcourue, à l'avantage du</p>	

<p>requérant, selon l'une des possibilités suivantes:</p> <p>1° à partir de la ligne qui sépare la propriété à desservir de la voie publique; 2° à partir du réseau.</p> <p>Dans le cas d'un réseau autonome situé au nord du 53^e parallèle, si le nouveau branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau, les frais spéciaux de branchement exigibles en vertu du premier alinéa sont les frais spéciaux de branchement pour réseau autonome prévus au règlement tarifaire. Ces frais s'appliquent également lors d'une conversion à l'électricité d'un système de chauffage de l'espace ou de l'eau.</p> <p>Lors d'interventions ou de travaux sur les équipements d'Hydro-Québec subséquents à l'installation initiale du branchement, celui qui demande ou occasionne ces interventions ou travaux doit payer à Hydro-Québec le coût de ces travaux, à l'exclusion des</p>	<p>requérant, selon l'une des possibilités suivantes:</p> <p>1° à partir de la ligne qui sépare la propriété à desservir de la voie publique; 2° à partir du réseau.</p> <p>Dans le cas d'un réseau autonome situé au nord du 53^e parallèle, si le nouveau branchement alimente des charges de chauffage de l'espace ou de l'eau, les frais spéciaux de branchement exigibles en vertu du premier alinéa sont les frais spéciaux de branchement pour réseau autonome prévus au règlement tarifaire. Ces frais s'appliquent également lors d'une conversion à l'électricité d'un système de chauffage de l'espace ou de l'eau. <u>Les frais spéciaux de branchement ne s'appliquent pas lorsque le branchement alimente des charges de chauffage électrique temporaire pour le séchage de joints et de peinture durant la construction.</u></p> <p>Lors d'interventions ou de travaux sur</p>	<p>Permettre le chauffage électrique temporaire durant la construction.</p>
--	---	---

<p>travaux requis suite à un défaut sur le branchement ou sur le réseau d'Hydro-Québec.</p> <p>Ces coûts se calculent conformément à l'article 59.</p>	<p>les équipements d'Hydro-Québec subséquents à l'installation initiale du branchement, celui qui demande ou occasionne ces interventions ou travaux doit payer à Hydro-Québec le coût de ces travaux, à l'exclusion des travaux requis suite à un défaut sur le branchement ou sur le réseau d'Hydro-Québec.</p> <p>Ces coûts se calculent conformément à l'article 59.</p>	
--	--	--

ANNEXE G :

**PROPOSITION D'UNE NOUVELLE NUMÉROTATION
TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR**

En vigueur			Proposition			
Section		No. articles	Chapitre	Section	Sous-section	No. articles
I	Dispositions interprétatives	1 à 2	1			1.1 et 1.2
II	Tarifs domestiques		2			
	Sous-section 1 - Généralités	3 à 6		1		2.1 à 2.4
	Sous-section 2 - Tarif D	7 à 16		2		2.5 à 2.14
	Sous-section 3 - Tarif DM	17 à 22		3		2.15 à 2.19
	Sous-section 4 - Tarif DT	23 à 33		4		2.20 à 2.30
	Sous-section 5 - Tarif DH	34 à 39		5		2.31 à 2.36
III	Tarifs généraux de petite puissance		3			
	Sous-section 1 - Tarif G	40 à 48		1		3.1 à 3.9
	Sous-section 2 - Tarif G-9	49 à 55		2		3.10 à 3.16
	Sous-section 3 - Tarif GD	56 à 60		3		3.17 à 3.21
	Sous-section 4 - Tarif de transition (<i>fabrication de neige</i>)	61 à 62		4		3.22 à 3.23
IV	Tarifs généraux de moyenne puissance		4			
	Sous-section 1 - Tarif M	63 à 72		1		4.1 à 4.10
	Sous-section 2 - Tarif G-9	73		2		4.11
	Sous-section 3 - Tarif GD	74		3		4.12
	Sous-section 4 - Tarif de transition (<i>fabrication de neige</i>)	75 à 80		4		4.13 à 4.18
	Ajout : Tarif de transition - Photosynthèse	s. o.		5		4.19 à 4.30
	Sous-section 5 - Rodage de nouveaux équipements	81 à 85		6		4.31 à 4.35
	Sous-section 6 - Rodage dans le cadre du programme expérimental de nouvelles technologies de chauffage	86 à 90	7		4.36 à 4.40	
V	Abrogé : Option de tarification en temps réel - Tarif MR	91 à 102	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.

En vigueur			Proposition			
Section		No. articles	Chapitre	Section	Sous-section	No. articles
s. o.	Ajout : Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance	s. o.	4	8		
	Sous-section 1 – Dispositions générales	s. o.			8.1	4.41 à 4.43
	Sous-section 2 – Crédits et conditions d'application	s. o.			8.2	4.44 à 4.48
VI	Tarifs généraux de grande puissance					
	Sous-section 1 - Tarif L	103 à 114		1		5.1 à 5.12
	Abrogé : Sous-section 2 - Tarif LC	115 à 130		s. o.	s. o.	s. o.
	Sous-section 3 - Tarif LP	131 à 144		7		5.41 à 5.52
	Sous-section 4 - Tarif H	145 à 148	5	2		5.13 à 5.16
	Sous-section 5 - Tarif LD	149 à 159		3		5.17 à 5.28
	Sous-section 6 - Tarif de transition	160 à 164		4		5.29 à 5.33
	Sous-section 7 - Rodage de nouveaux équipements	165 à 169		5		5.34 à 5.38
	Sous-section 8 - Essais d'équipements	170 à 171		6		5.39 et 5.40
s. o.	Options grande puissance	s. o.				
VII	Tarif de maintien de la charge			1		
	Sous-section 1 - Clients industriels de grande puissance du Distributeur	172 à 180			1.1	6.1 à 6.9
	Sous-section 2 - Clients industriels de grande puissance des municipalités	181 à 183	6		1.2	6.10 à 6.12
VIII	Option de paiement en dollars américains			2		
	Sous-section 1 - Clients industriels de grande puissance du Distributeur	184 à 193			2.1	6.13 à 6.22
	Sous-section 2 - Clients industriels de grande puissance des municipalités	194 à 196			2.2	6.23 à 6.25

En vigueur			Proposition						
Section		No. articles	Chapitre	Section	Sous-section	No. articles			
IX	Abrogé : Option de tarification en temps réel - Tarif LR	197 à 210	6	s. o.	s. o.	s. o.			
X	Option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance			3					
	Sous-section 1 - Dispositions générales	211 à 213			3.1	6.26 à 6.28			
	Sous-section 2 - Crédits et conditions d'application	214 à 223			3.2	6.29 à 6.38			
XI	Option d'assurance tarifaire			4					
	Sous-section 1 - Nouveaux clients industriels de grande puissance du Distributeur	224 à 234			4.1	6.39 à 6.49			
	Sous-section 2 - Nouveaux clients industriels de grande puissance des municipalités	235 à 237			4.2	6.50 à 6.52			
	Ajout : Option d'électricité additionnelle	s. o.		5					
	Sous-section 1 - Dispositions générales	s. o.			5.1	6.53 à 6.57			
	Sous-section 2 - Conditions d'application	s. o.			5.2	6.58 à 6.64			
XII	Abrogé : Tarif bi-énergie			s. o.	s. o.	s. o.	s. o.		
	Sous-section 1 - Généralités	238 à 246	s. o.			s. o.			
	Sous-section 2 - Tarif BT	247 à 260	s. o.			s. o.			
	Sous-section 3 - Tarif de transition	261 à 264	4	5		4.19 à 4.30			
XIII	Tarifs applicables aux réseaux autonomes								
	Sous-section 1 - Modalités d'application des tarifs domestiques pour les clients des réseaux autonomes	265 à 267					1		7.1 à 7.3
	Sous-section 2 - Modalités d'application des tarifs généraux de petite et de	268 à 269					2		7.4 à 7.7

En vigueur			Proposition			
Section		No. articles	Chapitre	Section	Sous-section	No. articles
	moyenne puissance pour les clients des réseaux autonomes		7			
	Abrogé : Sous-section 3 - Modalités d'application du tarif bi-énergie de la section XII pour les clients des réseaux autonomes	270		s. o.	s. o.	s. o.
XIV	Tarifs à forfait pour usage général	271 à 274	8			8.1 à 8.4
XV	Tarifs d'éclairage public			1		
	Sous-section 1 - Généralités	275 à 276			1.1	9.1 à 9.2
	Sous-section 2 - Tarif du service général d'éclairage public	277 à 281	9		1.2	9.3 à 9.7
	Sous-section 3 - Tarif du service complet d'éclairage public	282 à 287			1.3	9.8 à 9.13
XVI	Tarifs d'éclairage Sentinelle	288 à 290		2		9.14 à 9.16
XIX	Dispositions complémentaires					
	Sous-section 1 - Généralités	303 à 307		1		10.1 à 10.6
	Sous-section 2 - Restrictions	308 à 310	10	2		10.7 à 10.9
	Sous-section 3 - Modalités de facturation	311		3		10.10
	Sous-section 4 - Dispositions relatives au texte des tarifs et conditions du Distributeur	312 à 315		4		10.11 à 10.14
XVIII	Tarif du service Visilec	296 à 302	11			11.1 à 11.7
XVII	Frais liés à la fourniture d'électricité	291 à 295	12			12.1 à 12.5