

**DEMANDE RELATIVE  
AU TARIF BI-ÉNERGIE COMMERCIALE,  
INSTITUTIONNELLE ET INDUSTRIELLE  
(TARIF BT)**



**TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
<b>2. ANALYSE DE RENTABILITÉ DU TARIF BT .....</b>	<b>6</b>
2.1 STRUCTURE DU TARIF BT.....	6
2.2 REVENUS AU TARIF BT .....	7
2.3 COÛT D'APPROVISIONNEMENT.....	7
2.4 COÛT DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT.....	8
2.5 RENTABILITÉ DU TARIF BT .....	8
2.6 VALEUR DE LA CLAUSE DE PÉNURIE ÉNERGÉTIQUE .....	10
<b>3. ABROGATION ET MESURES TRANSITOIRES .....</b>	<b>10</b>
3.1 PARAMÈTRES D'ANALYSE DE L'IMPACT TARIFAIRE .....	11
3.2 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS .....	12
<b>4. NOUVELLE OPTION TARIFAIRE .....</b>	<b>12</b>
4.1 CONSULTATION DE LA CLIENTÈLE AU TARIF BT.....	15
4.1.1 Description de la clientèle au tarif BT.....	15
4.1.2 Processus de consultation.....	16
4.2 OPTION TARIFAIRE RETENUE : ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE .....	20
4.2.1 Consultation pour la définition des modalités .....	22
4.2.2 Évaluation des paramètres.....	23
4.2.3 Potentiel d'adhésion.....	23
<b>5. INCITATIFS FINANCIERS .....</b>	<b>23</b>
5.1 PRÉCÉDENT DU RACHAT DE LA BI-ÉNERGIE CII DE 1989 .....	23
5.2 DESCRIPTION DES INCITATIFS FINANCIERS PROPOSÉS .....	24
5.3 ANALYSE DES INCITATIFS FINANCIERS PROPOSÉS.....	27
5.3.1 Fixation de l'incitatif au 1 <sup>er</sup> septembre 2004 .....	30
5.4 IMPACT SUR LA CLIENTÈLE AU TARIF BT .....	31
5.5 IMPACT SUR LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS.....	33
5.5.1 Niveau de l'incitatif.....	34
5.5.2 Prévision des prix des combustibles .....	35
5.6 MODALITÉS ET MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME .....	35
5.6.1 Admissibilité.....	35
5.6.2 Paiement de l'incitatif.....	36
5.6.3 Communication et support commercial .....	37
5.6.4 Services conseils professionnels .....	38
5.7 COÛTS DU PROGRAMME .....	39

<b>6. TARIF BT AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2005.....</b>	<b>40</b>
6.1 ENSEMBLE DE LA CLIENTÈLE.....	40
6.2 USAGES DE PHOTOSYNTÈSE .....	40
<b>7. TRAITEMENT ET DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS..</b>	<b>42</b>
7.1 NATURE DU COMPTE .....	42
7.2 FONCTIONNEMENT DU COMPTE .....	44
7.3 RÉPARTITION PAR CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS .....	45
<b>ANNEXE 1 - IMPACT SUR LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS .....</b>	<b>47</b>

## **1. CONTEXTE**

1 En 2001, le Distributeur demandait à la Régie l'abrogation du tarif BT destiné à  
2 la clientèle bi-énergie commerciale, institutionnelle et industrielle (CII)<sup>1</sup>. La Régie  
3 a rejeté cette demande estimant notamment qu'il était prématuré de modifier ce  
4 tarif sans une meilleure connaissance des coûts afférents<sup>2</sup>. La Régie demandait  
5 également au Distributeur que toute nouvelle proposition relative au tarif BT  
6 tienne compte d'estimations des coûts d'approvisionnement basées sur des  
7 soumissions obtenues des fournisseurs, des résultats de l'étude d'allocation des  
8 coûts du Distributeur et des besoins des clients actuels au tarif BT. La Régie a  
9 par contre statué dans cette même décision que le tarif BT est un tarif de  
10 gestion de consommation, ce qui signifie que son volume de ventes ne fait pas  
11 partie du volume de consommation patrimoniale.

12 Le Distributeur se présente donc à nouveau devant la Régie pour demander  
13 l'abrogation du tarif BT. Conformément à la volonté de la Régie exprimée dans  
14 la décision D-2002-115, cette demande d'abrogation s'appuie sur une preuve  
15 étayée de la non-rentabilité du tarif BT. Dans le cadre de la Phase 2 de la cause  
16 R-3492-2002, le Distributeur a d'ailleurs déjà demandé que soient versées dans  
17 un compte de frais reportés les pertes associées à l'approvisionnement de ces  
18 ventes<sup>3</sup>. La présente preuve détaillera le manque à gagner total généré par les  
19 ventes au tarif BT ainsi que l'ampleur prévue du compte de frais reportés  
20 demandé en tenant compte l'ensemble des coûts qui lui sont associés.

21 Tel que souhaité par la Régie dans la décision D-2002-115, cette demande  
22 annonce également la mise en place à partir d'avril 2006, sujette à l'approbation  
23 de la Régie, d'une option tarifaire alternative en gestion de la consommation.

---

<sup>1</sup> Voir R-3471-2001.

<sup>2</sup> Voir D-2002-115.

<sup>3</sup> Voir R-3492-2002, Phase 2, HQD-3-Document 2.

1 Finalement, le Distributeur propose certaines mesures transitoires, de nature  
2 tarifaire et commerciale, qui ont comme objectifs d'atténuer l'impact tarifaire que  
3 pourraient subir les clients au tarif BT si la Régie donnait suite à cette présente  
4 demande ainsi que d'atténuer la pression sur les approvisionnements  
5 énergétiques en favorisant un transfert rapide des charges au tarif BT vers les  
6 combustibles.

## **2. ANALYSE DE RENTABILITÉ DU TARIF BT**

### **2.1 Structure du tarif BT**

7 Le tarif BT est composé d'une redevance mensuelle fixe de 34,32 \$<sup>4</sup> et d'une  
8 redevance mensuelle variable de 6,39 ¢ par kilowatt de puissance contractuelle.

9 Le tarif BT se compose également de trois prix qui s'appliquent à l'énergie  
10 consommée en période hors pointe et en période de pointe. Ces prix sont les  
11 suivants :

- 12 • un prix de 3,47 ¢/kWh pour l'énergie consommée pendant les périodes  
13 hors pointe ;
- 14 • un prix de 7,74 ¢/kWh pour l'énergie consommée en période de pointe ou  
15 de reprise pendant un nombre limité d'heures d'utilisation de la puissance  
16 contractuelle par période de 365 jours, et
- 17 • un prix de 46,00 ¢/kWh pour le reste de l'énergie consommée en période  
18 de pointe ou en période de reprise.

19 Les prix de pointe ne sont applicables que dans la mesure où la télécommande  
20 est installée.

---

<sup>4</sup> Conformément à la décision D-2004-47.

## **2.2 Revenus au tarif BT**

1 L'estimation des revenus sur l'ensemble de la période a été faite sur la base du  
2 tarif BT actuel, incluant la hausse du 1<sup>er</sup> avril 2004.

## **2.3 Coût d'approvisionnement**

3 Selon l'entente entre le Distributeur et le Producteur, le coût  
4 d'approvisionnement du tarif BT est de 7,87 ¢/kWh (7,3 ¢/kWh plus les pertes)  
5 jusqu'au 30 novembre 2004<sup>5</sup>. Le Distributeur réalisera, au cours de l'année, des  
6 appels d'offres pour l'alimentation de la charge au tarif BT à partir du  
7 1<sup>er</sup> décembre 2004 ainsi que pour les besoins québécois au-delà de l'énergie  
8 patrimoniale. Ces besoins seront vraisemblablement jumelés dans les appels  
9 d'offres du Distributeur prévus en 2004<sup>6</sup> et les coûts d'approvisionnement seront  
10 répartis entre les différentes catégories de clients selon les méthodes  
11 reconnues. L'intention du Distributeur est en effet de ne pas procéder à un appel  
12 d'offres particulier pour les ventes au tarif BT mais plutôt de mettre en commun  
13 la consommation au tarif BT avec le reste de la consommation pour optimiser le  
14 portefeuille d'approvisionnements.

15 Le Distributeur ne dispose pas à ce stade-ci des informations qui lui  
16 permettraient d'établir de façon précise le coût résultant d'un appel d'offres sur  
17 le marché de court terme pour des quantités importantes. À titre illustratif, il est  
18 pris comme hypothèse, dans l'analyse de rentabilité du tarif BT pour le court  
19 terme, de reconduire pour l'ensemble de la période d'analyse, un coût  
20 d'approvisionnement de 7,87 ¢/kWh pour l'alimentation de la charge au tarif BT  
21 selon son profil actuel.

---

<sup>5</sup> Voir R-3492-2002 Phase 2, HQD-3, Document 2.2.

<sup>6</sup> Voir les pages 26 et 27 de l'État d'avancement du plan d'approvisionnement 2002-2011.

## **2.4 Coût de distribution et de transport**

1 Dans la présente preuve, tout comme lors de la demande R-3492-2002,  
2 Phase 2, le Distributeur n'entend pas remettre en question le caractère  
3 interruptible du tarif BT. Conséquemment, et comme la Régie l'a reconnu dans  
4 sa décision D-2004-47, aucun coût de transport ni de puissance du réseau de  
5 distribution n'est attribué au tarif BT.

6 Seuls certains coûts de distribution tels les frais de mesurage et de services à la  
7 clientèle peuvent être imputés au tarif BT. Les revenus requis pour la distribution  
8 et le service à la clientèle totalisent 7,5 M\$ à l'année témoin projetée 2004<sup>7</sup>.

## **2.5 Rentabilité du tarif BT**

9 Comme le démontre le tableau 1, le maintien du tarif BT selon les modalités  
10 tarifaires actuelles implique pour le Distributeur un déficit annuel de l'ordre de  
11 86 M\$ .

**TABLEAU 1**  
**RENTABILITÉ DU TARIF BT ACTUEL<sup>8</sup>**

	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Énergie (GWh)	1 839	1 857
Revenus (M\$)	66	67
Coûts (M\$)		
Approvisionnement	145	146
Transport	0	0
Distribution	8	8
Manque à gagner (M\$)	86	87

12 Dans le cadre de sa demande, le Distributeur a évalué les coûts de maintenir le  
13 tarif BT et de rendre les conditions d'application conformes au *Règlement n°663*

<sup>7</sup> Voir R-3492-2002, Phase 2, HQD-8, Document 4, pages 12 et 13.

<sup>8</sup> Les totaux peuvent ne pas correspondre à cause des données arrondies.

1 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur  
2 application (ci-après le Règlement tarifaire) par l'installation des instruments de  
3 mesure appropriés et d'un mécanisme de permutation de source d'énergie. Pour  
4 ce faire, il faudrait tenir compte du prix du marché pour la fourniture ainsi que  
5 des coûts de services à la clientèle de l'ordre de 0,4 ¢/kWh<sup>9</sup>. De plus, il faudrait  
6 considérer les coûts reliés au mécanisme de permutation de source d'énergie.  
7 Dans le cas des sondes thermiques, ce coût est estimé à 0,1 ¢/kWh<sup>10</sup>. Pour que  
8 le tarif BT couvre ses frais, il faudrait donc que l'approvisionnement se fasse à  
9 3,1 ¢/kWh<sup>11</sup> ce qui est nettement inférieur au coût d'approvisionnement actuel  
10 du Distributeur ou à celui reconnu par la Régie dans sa décision D-2004-47.

11 Par ailleurs, l'installation de sondes permettant l'interruption des charges en  
12 période de pointe pourrait réduire les coûts d'approvisionnement d'un montant  
13 de l'ordre de 0,25 ¢/kWh<sup>12</sup> sans influencer, d'aucune manière, sur les coûts de  
14 réseaux puisque ces coûts ont déjà été engagés pour desservir les clients au  
15 tarif BT. Le maintien du tarif BT implique donc des coûts de distribution de  
16 0,5 ¢/kWh pour épargner, dans les conditions idéales, un montant de  
17 0,25 ¢/kWh en approvisionnement.

18 Tout comme dans la cause R-3471-2001, le Distributeur est convaincu qu'un tel  
19 tarif ne serait pas concurrentiel avec les autres opportunités des clients (dont les

---

<sup>9</sup> 7,5 M\$ pour 1,9 TWh. Si une sonde thermique était utilisée, des coûts de transport et de distribution pourraient être également considérés, puisqu'une sonde thermique ne permet pas d'éliminer complètement les coûts de transport et de distribution, ne serait-ce qu'à cause de la non coïncidence entre les pointes locales et les pointes de réseau.

<sup>10</sup> Voir réponse fournie à la Régie dans la cause R-3471-2001 en HQD-3, Document 1, page 13 de 26, soit 13 M\$ amortis sur 10 ans. Le Distributeur ne dispose pas des coûts reliés à un mécanisme de télécommande, sinon les coûts qui ont été engagés au début des années 90 (32 M\$).

<sup>11</sup> Soit la différence entre le revenu unitaire moyen du tarif BT de 3,6 ¢/kWh incluant les redevances, et les coûts de distribution de 0,4 ¢/kWh et de sonde de 0,1 ¢/kWh.

<sup>12</sup> Lors des audiences sur la cause R-3492-2002, Phase 2, la valeur de l'interruptibilité a été établie à 0,25 ¢/kWh pour l'hiver 2003-2004. Cette valeur est basée sur la valeur des "forwards" plus les coûts de transport, dans le marché de New York, pour les mois de janvier et février, en supposant cent (100) heures d'interruption au cours desquelles tous les consommateurs du tarif BT sont à leur charge maximale (600 MW). Voir notes sténographiques du 10 décembre 2003, page 182.

1 coûts, s'ils passaient au combustible, seraient de l'ordre de 4,9 ¢/kWh  
2 équivalent<sup>13</sup>) et éliminerait à peu près toutes les ventes à la bi-énergie CII.

## **2.6 Valeur de la clause de pénurie énergétique**

3 Lors de l'introduction de la clause de pénurie au Règlement tarifaire au début  
4 des années 90, le tarif BT a été calibré pour tenir compte du fait que les ventes  
5 réalisées pouvaient être rappelées par Hydro-Québec en cas de faibles  
6 réserves hydrauliques. À l'époque, Hydro-Québec écoulait des surplus  
7 également sur les marchés externes et principalement avec des ententes de  
8 long terme pour des ventes fermes. C'est pourquoi, dans un contexte de gestion  
9 des risques, la clause de pénurie associée au tarif BT possédait une valeur  
10 économique.

11 Le contexte énergétique actuel est différent. Comme il a été démontré lors des  
12 audiences de la cause R-3492-2002 qui traitaient du compte de frais reportés  
13 associé au déficit d'approvisionnement des ventes au tarif BT, la clause de  
14 pénurie n'a plus aucune valeur économique pour le Producteur dans le contexte  
15 énergétique actuel. En effet, la fluidité des marchés de court terme est telle  
16 qu'un fournisseur ne vend que l'énergie disponible sans s'engager sur une base  
17 ferme avec ses clients. La nature même d'une vente de court terme assure  
18 qu'un fournisseur énergétique puisse interrompre ses ventes selon la  
19 disponibilité de ses approvisionnements. Le prix de l'énergie de court terme  
20 reflète donc, d'emblée, totalement et intrinsèquement le caractère interruptible  
21 de l'énergie vendue sur ce marché.

## **3. ABROGATION ET MESURES TRANSITOIRES**

22 Par mesure d'équité pour l'ensemble de la clientèle, le Distributeur réitère sa  
23 demande auprès de la Régie de l'énergie d'abroger le tarif BT le 1<sup>er</sup> avril 2006

---

<sup>13</sup> Approvisionnement au mazout no. 2 à 70 % d'efficacité à 34,65 ¢/litre.

1 selon les modalités qui seront définies dans les sections suivantes. Entre le  
2 moment du dépôt de la présente demande et l'abrogation du tarif BT, le  
3 Distributeur propose :

- 4 • d'offrir dès le 1<sup>er</sup> avril 2006, une nouvelle option en gestion de la  
5 consommation pour la clientèle du tarif M ;
- 6 • de minimiser le déficit d'approvisionnement des ventes au tarif BT en  
7 offrant un incitatif financier aux clients pour passer au combustible à partir  
8 du 1<sup>er</sup> décembre 2004 ;
- 9 • de faciliter le transfert des clients au tarif général approprié ou vers une  
10 source d'énergie alternative via une offre de services conseils  
11 professionnels ;
- 12 • d'offrir un tarif de transition pour les clients qui utilisent le tarif BT pour les  
13 usages de photosynthèse à partir du 1<sup>er</sup> avril 2005, et
- 14 • d'appliquer au tarif BT, le cas échéant, la hausse moyenne qui sera  
15 accordée par la Régie pour l'ensemble des tarifs du Distributeur le  
16 1<sup>er</sup> avril 2005.

### **3.1 Paramètres d'analyse de l'impact tarifaire**

17 Dans sa décision D-2002-115, la Régie indiquait qu'elle croyait important  
18 d'éviter, dans la mesure du possible, les chocs tarifaires. Dans la même  
19 décision, la Régie soulignait toutefois aux clients du tarif BT la possibilité qu'un  
20 tarif bi-énergie plus élevé soit approprié. Elle les invitait à planifier sur cette base  
21 et à ne pas présumer que la décision qu'elle prenait à l'époque implique que le  
22 statu quo continuera indéfiniment.

23 Le Distributeur est d'avis que l'impact tarifaire que subiraient les clients au  
24 tarif BT ne peut être considéré dans l'absolu mais plutôt à la lumière :

- 25 • des mesures transitoires qui seront offertes aux clients du tarif BT ;

- 1       • de l'importance du déficit qui pourrait être assumé par l'ensemble des  
2       clients ;
- 3       • du tarif préférentiel dont bénéficie la clientèle au tarif BT par rapport à la  
4       clientèle régulière depuis de nombreuses années ;
- 5       • du délai de 4 ans qui sépare la première demande d'abrogation de  
6       d'octobre 2001 et l'échéance d'abrogation de cette demande (avril 2006),  
7       et
- 8       • de la mise en garde de la Régie aux clients du tarif BT quant à une  
9       augmentation possible du tarif.

### **3.2 Compte de frais reportés**

10 Le Distributeur demande à la Régie que le déficit d'approvisionnement des  
11 charges au tarif BT jusqu'au 31 mars 2006 (en fonction du coût  
12 d'approvisionnement qui sera reconnu pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2004 au  
13 31 mars 2006) ainsi que l'ensemble des coûts du programme d'incitatif financier  
14 et du support commercial soient portés à un compte de frais reportés. La section  
15 7 de ce document expose les motifs ainsi que les conditions proposées de mise  
16 en œuvre et de disposition de ce compte de frais reportés.

### **4. NOUVELLE OPTION TARIFAIRE**

17 La proposition d'une nouvelle option tarifaire en gestion de la consommation est  
18 conforme aux attentes formulées par la Régie dans sa décision D-2002-115  
19 visant à ce que le Distributeur accompagne sa demande d'abrogation du tarif BT  
20 *d'"un tarif dont la fonction de gestion de la consommation serait applicable en*  
21 *pratique pour les clients présentement au tarif BT*<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> Voir page 37 de D-2002-115.

1 Cette attente de la Régie était notamment fondée sur l'intérêt de la clientèle  
2 pour un service semblable à celui offert par le tarif BT. Comme la Régie le  
3 mentionnait dans cette même décision :

4 *"La disponibilité d'un parc de clients potentiellement interruptibles*  
5 *et la mise en place de mesures d'efficacité énergétique sont des*  
6 *moyens permettant une flexibilité opérationnelle plus grande et sont*  
7 *nécessaires pour prendre une décision dans une perspective de*  
8 *développement durable<sup>15</sup>."*

9 Bien que la Régie ait porté, pour les fins de cette consultation, un intérêt  
10 particulier aux aspects tarifaires et technologiques d'un tel tarif, le Distributeur  
11 s'est néanmoins permis d'élargir sa consultation de la clientèle au tarif BT à  
12 d'autres considérations permettant entre autres de juger de la viabilité ou du  
13 potentiel commercial des options explorées et d'évaluer l'impact d'un retrait  
14 éventuel du tarif BT.

15 Cette consultation, qui sera traitée plus à fond à la section 4.1, s'est déroulée en  
16 trois phases distinctes :

- 17 1. une analyse des besoins d'approvisionnement du Distributeur et  
18 l'identification des concepts de gestion de la consommation  
19 potentiellement applicables à la clientèle du tarif BT au cours de  
20 l'automne 2002 ;
- 21 2. la tenue de rencontres techniques avec les intervenants de la Régie  
22 dans le cadre de la demande R-3492-2002 en novembre et décembre  
23 2002 ainsi qu'en janvier et avril 2003<sup>16</sup> ;
- 24 3. la réalisation d'une consultation des clients au tarif BT qui, étant  
25 donné la complexité de la problématique en cours, s'est échelonnée  
26 tout au long de l'année 2003. De façon plus précise, les principales  
27 étapes du processus de recherche commerciale ont été :

---

<sup>15</sup> Ibid.

<sup>16</sup> <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3492-02/mainRencTechHQ3492.htm>

- 1 a) la tenue de groupes de discussion au début de l'année  
2 2003 auprès d'une quarantaine de clients représentatifs de  
3 la clientèle au tarif BT dont le rapport a été remis par le  
4 consultant en avril 2003<sup>17</sup> ;
- 5 b) la conception, au cours de l'été 2003, d'un sondage  
6 (préparation et pré-test) permettant d'obtenir des données  
7 mesurables sur
- 8 ▪ l'utilisation actuelle de la bi-énergie ;
  - 9 ▪ les préférences des clients quant aux paramètres  
10 tarifaires d'un nouveau concept de bi-énergie horaire,  
11 et
  - 12 ▪ les choix et intentions dans l'éventualité d'un  
13 abandon du tarif BT.
- 14 c) la définition et le pré-test, également au cours de l'été 2003,  
15 d'un processus de cueillette des données assurant la  
16 validité des données et un taux de réponse maximum  
17 compte tenu de la complexité des questions et de  
18 l'hétérogénéité de la clientèle sondée, et
- 19 d) la réalisation finale du sondage en septembre et octobre  
20 2003 auprès de 659 clients avec remise du rapport en  
21 janvier 2004<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> Voir HQD-1, Document 1.1.

<sup>18</sup> Voir HQD-1, Document 1.2.

## **4.1 Consultation de la clientèle au tarif BT**

### **4.1.1 Description de la clientèle au tarif BT**

1 Au 31 décembre 2003, le Distributeur comptait 4 436 abonnements au tarif BT.  
 2 Il s'agit d'une diminution d'environ 5 % par rapport aux données de 2001<sup>19</sup>.  
 3 Quelque 430 abonnements n'ont enregistré aucune consommation au cours des  
 4 douze derniers mois, soit une centaine de moins qu'en 2001.

5 La consommation annuelle totale au tarif BT est passée à près de 1,7 TWh en  
 6 2003. Il existe un potentiel de croissance pour les deux prochaines années  
 7 évalué à quelque 200 GWh, en supposant le maintien des conditions tarifaires  
 8 actuelles et compte tenu des prévisions du prix des combustibles. Selon des  
 9 données commerciales récentes, la facture au tarif BT représentait en moyenne  
 10 41 % des coûts totaux en énergie dans les bâtiments étudiés (médiane 50 %)<sup>20</sup>.

11 Le tableau 2 résume les principales caractéristiques de consommation, par  
 12 secteur d'activité, des clients au tarif BT.

**TABLEAU 2**  
**DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE BI-ÉNERGIE CII**

Secteur d'activité	Abonnements		Consommation totale estimée en 2003	
	Nombre	%	GWh	%
Résidentiel	285	6	39	2
Agricole	124	3	84	5
Commercial	1 122	25	219	13
Institutionnel	2 569	58	1 024	60
Industriel	336	8	334	20
<b>TOTAL</b>	<b>4 436</b>	<b>100</b>	<b>1 700</b>	<b>100</b>

<sup>19</sup> Voir R-3471-2001, HDQ-1, Document 1.

<sup>20</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 2.1, page 1 de l'annexe C.

- 1 La mise à jour des données commerciales relatives à la source d'énergie  
2 combustible de relève du système bi-énergie confirme, tel que démontré au  
3 tableau 3, la prédominance du mazout.

**TABLEAU 3**  
**RÉPARTITION DES SYSTÈMES BI-ÉNERGIE SELON LA (LES) SOURCE(S)**  
**D'ÉNERGIE COMBUSTIBLE DE RELÈVE<sup>21</sup>**

Source de relève	%
Mazout	79
Gaz naturel	15
Gaz propane	7
Génératrice	2
Autre combustible	1
Aucun combustible	4

- 4 En outre, 86 % des systèmes bi-énergie au mazout ou au gaz sont entièrement  
5 fonctionnels tandis que 10 % ne le sont que partiellement<sup>22</sup>. Lorsque requise, la  
6 remise en état de fonctionner des composantes au combustible des systèmes  
7 bi-énergie impliquerait, dans 50 % des cas, des dépenses inférieures à 10 000 \$  
8 par abonnement<sup>23</sup>.

#### **4.1.2 Processus de consultation**

- 9 Les résultats des recherches effectuées doivent se lire à la lumière de cette  
10 prémisse : selon les modalités actuelles du tarif BT, les clients bi-énergie CII  
11 doivent seulement s'assurer que leur système bi-énergie fonctionne au  
12 combustible lorsque le prix de pointe de 46 ¢/kWh est appliqué, sans étudier  
13 davantage l'opportunité de passer à l'une ou l'autre des sources d'énergie  
14 possibles. Peu importe le concept étudié, les risques pour les clients et la

<sup>21</sup> Un client peut avoir plus d'une source de relève.

<sup>22</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 2.2 page 2 de l'annexe C.

<sup>23</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 2.3 page 3 de l'annexe C.

1 flexibilité requise de leur part en matière de gestion énergétique ne pourront  
2 qu'augmenter.

3 *Méthodologie*

4 Le Distributeur a eu recours aux services d'une firme indépendante pour la  
5 réalisation des groupes de discussion et du sondage<sup>24</sup>.

6 Le caractère complexe du sujet étudié a nécessité une attention particulière lors  
7 de la sélection des participants, de la préparation des rencontres et entrevues et  
8 de la validation des questionnaires utilisés.

9 Le recrutement de la clientèle pour la tenue des groupes de discussion lors de  
10 la première phase s'est réalisé en partie avec la collaboration de l'Union des  
11 Producteurs Agricoles (UPA), de la Fédération canadienne des entreprises  
12 indépendantes (FCEI) et de l'Association des gestionnaires de parcs  
13 immobiliers (AGPI). Des représentants de chacun de ces groupes pouvaient  
14 également contribuer aux échanges avec les participants lorsqu'ils le jugeaient  
15 utile.

16 Le sondage a, quant à lui, été réalisé auprès de 659 clients selon un plan  
17 d'échantillonnage validé par un expert reconnu du milieu. De plus, afin de  
18 s'assurer de la disponibilité des participants et d'une plus grande fiabilité des  
19 réponses, une prise de rendez-vous téléphonique et un envoi préalable de  
20 documents aux répondants (définition des concepts et certaines questions) ont  
21 été effectués.

22 *Concepts explorés*

23 Le Distributeur s'est d'emblée positionné sur l'absence de viabilité économique  
24 et commerciale du tarif BT<sup>25</sup>. Ce sont donc deux concepts différents de gestion

---

<sup>24</sup> Le Groupe Multi-Reso a réalisé la consultation. Les détails de la méthodologie employée figurent en annexe des rapports synthèses de chacune des enquêtes qui font partie de la présente preuve (HQD-1, Document 1.1 et HQD-1, Document 1.2).

<sup>25</sup> Voir section 2.6.

1 de la consommation qui ont été explorés lors de la tenue des groupes de  
2 discussion, soit la vente d'électricité interruptible et l'achat d'électricité  
3 additionnelle<sup>26</sup>.

4 Dans le cas de l'électricité interruptible, le client participant peut obtenir une  
5 prime s'il accepte une interruption d'une partie de son alimentation en électricité,  
6 pendant une certaine période, pour un ou des usages. Dans le cas de l'énergie  
7 additionnelle, le client participant peut acheter, pendant une période donnée et à  
8 un prix avantageux par rapport au tarif régulier, de l'électricité ou du  
9 combustible, de l'énergie qu'il n'aurait pas consommée autrement au-delà de sa  
10 consommation normale d'électricité<sup>27</sup>.

11 Ces concepts ont comme caractéristique commune d'offrir à la clientèle la  
12 possibilité de réaliser des économies en fonction des conditions  
13 d'approvisionnement sur le marché de l'électricité. Ils demandent,  
14 conséquemment, une plus grande flexibilité opérationnelle de la part du client  
15 puisque les opportunités varient dans le temps.

16 Un troisième concept, visant à mieux concilier la flexibilité opérationnelle et la  
17 tolérance au risque de la clientèle, a été étudié dans le cadre du sondage. Il  
18 s'agissait d'un concept de bi-énergie horaire, avec des prix variant selon des  
19 plages horaires prédéterminées durant la semaine et pouvant être révisés à  
20 fréquence fixe (chaque semaine, chaque mois, chaque saison).

### 21 Principaux résultats

22 L'intérêt des clients pour les options d'électricité interruptible et d'électricité  
23 additionnelle est limité<sup>28</sup>. Un certain potentiel existe chez les plus gros clients

---

<sup>26</sup> Le détail de ces concepts présentés aux participants apparaît à l'annexe 3 de la pièce HQD-1, Document 1.1.

<sup>27</sup> D'un point de vue de gestion des approvisionnements, l'électricité interruptible peut être associée à l'écrêtement de la demande tandis que la vente d'énergie additionnelle correspond au comblement de creux.

<sup>28</sup> Les principaux résultats de la première ronde de consultation des clients au tarif BT relativement aux concepts d'électricité interruptible et d'énergie additionnelle ont été présentés

1 institutionnels (cégeps, hôpitaux), industriels et grandes serres (électricité  
2 interruptible seulement).

3 Par ailleurs, compte tenu de l'incertitude quant aux gains escomptés de l'une ou  
4 l'autre de ces options, les clients seraient peu enclins à y consacrer des  
5 ressources ou des investissements importants. En fait, les gestionnaires  
6 souhaitent consacrer peu de temps à la gestion de leur consommation. Ces  
7 options deviennent d'ailleurs plus attrayantes si les ressources dédiées à la  
8 gestion de l'énergie et les équipements assurant la flexibilité opérationnelle sont  
9 déjà en place chez le client<sup>29</sup>.

10 En ce qui concerne un tarif bi-énergie dont le prix peut varier d'une heure à  
11 l'autre, l'intérêt des clients est très limité compte tenu des implications et  
12 conditions entourant un tel tarif.

13 En ce qui concerne les choix et intentions des clients si le tarif BT n'était plus  
14 disponible, ce sont d'abord des raisons d'ordre économique (coûts et  
15 investissements moindres) qui amèneront un client à choisir une source  
16 d'énergie plutôt qu'une autre<sup>30</sup> et pour la grande majorité des clients bi-énergie  
17 CII, le retour aux combustibles apparaît la solution la plus probable au  
18 remplacement de l'électricité au tarif BT.

19 Après redistribution des «indécis» (3 %) et de ceux qui ont mentionné qu'ils  
20 opteraient pour « la source la moins chère » (13 %), 8 clients sur 10  
21 privilégieraient le mazout ou le gaz naturel comme source principale d'énergie si  
22 le tarif BT était abrogé. Le passage aux tarifs réguliers d'électricité serait  
23 privilégié uniquement par 16 % des clients<sup>31</sup>. Quelque 6 clients sur 10 ont dit

---

lors de la rencontre technique du 16 avril 2003 tenue dans le cadre de la requête R-3492-2002 du Distributeur. Voir le tableau synthèse des résultats de cette consultation à la page 20 de HQD-1, Document 1.1.

<sup>29</sup> Voir HQD1-Document 1.1 pour les résultats plus détaillés des consultations sur ces deux concepts.

<sup>30</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 3.1, page 4 de l'annexe C.

<sup>31</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 3.2, page 5 de l'annexe C.

1 toutefois souhaiter consulter des experts externes à leur organisation avant de  
2 déterminer l'option énergétique la plus appropriée<sup>32</sup>.

3 Par ailleurs, si le tarif BT n'était plus disponible, près de 50 % des clients  
4 conserveraient la possibilité d'utiliser deux sources d'énergie, que ce soit pour  
5 des raisons d'optimisation de la facture énergétique, de relève ou de flexibilité  
6 opérationnelle<sup>33</sup>.

7 Les données recueillies indiquent finalement que le maintien du parc  
8 d'équipements bi-énergie ne serait pas menacé par le retrait du tarif BT.

9 Parmi les clients qui choisiraient exclusivement les sources combustibles  
10 comme solution de remplacement à l'électricité au tarif BT, 9 sur 10  
11 conserveraient certainement (68 %) ou probablement (21 %) leurs équipements  
12 électriques.

13 Chez les clients qui choisiraient exclusivement l'électricité au tarif régulier, 8 sur  
14 10 conserveraient certainement (67 %) ou probablement (12 %) leurs  
15 équipements au combustible<sup>34</sup>.

16 Le Distributeur peut conclure, à la lumière de ces résultats, que le retrait du  
17 tarif BT aurait peu d'impact sur la disponibilité d'un parc de clients  
18 potentiellement interruptibles, les clients ayant démontré leur volonté de  
19 conserver leurs équipements bi-énergie quelle que soit l'alternative choisie.

#### **4.2 Option tarifaire retenue : électricité interruptible**

20 Dans le contexte d'approvisionnement des prochaines années où le Distributeur  
21 et le Producteur n'ont aucun surplus d'électricité à vendre et compte tenu du  
22 faible intérêt de la clientèle au tarif BT pour le concept d'électricité additionnelle  
23 — renforcé par le fait qu'une telle option tarifaire non patrimoniale couvrant

---

<sup>32</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 3.3, page 6 de l'annexe C.

<sup>33</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableau 3.4, page 7 de l'annexe C.

<sup>34</sup> Voir HQD-1, Document 1.2, tableaux 3.5 et 3.6, pages 8 et 9 de l'Annexe C.

1 l'ensemble de ses coûts de service<sup>35</sup> ne serait pas concurrentielle avec les  
2 autres opportunités du client, le Distributeur privilégie l'offre d'une option  
3 d'électricité interruptible.

4 Cette option s'inspirerait de l'option d'électricité interruptible présentement  
5 disponible pour les clients au tarif L<sup>36</sup>. Pour adhérer à cette option, les clients du  
6 tarif L doivent s'engager à interrompre une partie de leur charge lorsque le  
7 Distributeur le leur demande. Entre le 1<sup>er</sup> décembre 2003 et le 30 novembre  
8 2004, les clients reçoivent l'équivalent du prix de marché avec un crédit minimal  
9 de 30 ¢ pour chaque kWh interrompu. Toutefois, à cause de ce prix plancher  
10 fixé par les clients eux-mêmes, la puissance rendue disponible ne sera utilisée  
11 par le Distributeur que lors de conditions climatiques extrêmes<sup>37</sup>.

12 Le concept d'électricité interruptible peut être adapté pour les clients des tarifs  
13 généraux dont font partie les clients qui possèdent un système bi-énergie CII.  
14 Cette adaptation est nécessaire compte tenu des ressources moindres dont  
15 disposent ces clients pour gérer leur consommation d'énergie comparativement  
16 aux clients de grande puissance.

17 L'option d'électricité interruptible offerte aux clients du tarif L suppose, par  
18 exemple, un préavis de 3 heures avant une interruption. Cela signifie qu'un  
19 client peut être averti la nuit pour une interruption qui doit avoir lieu à 6 h le  
20 matin. Le Distributeur est d'avis que seule une option d'électricité interruptible  
21 dont les modalités seront plus souples serait acceptable et viable pour les  
22 clients des tarifs généraux — et par le fait même les clients bi-énergie CII, qui  
23 souhaitent gérer leur demande énergétique. Elle permettrait de concilier, de  
24 façon rentable, les besoins de gestion du Distributeur ainsi que la capacité des  
25 clients d'interrompre une partie de leur consommation. Une telle option tarifaire

---

<sup>35</sup> Voir section 2.5.

<sup>36</sup> Demande R-3518-2003.

<sup>37</sup> Les 8 et 15 janvier 2004, lors de conditions climatiques exceptionnelles, la puissance associée à l'option d'électricité interruptible a été utilisée.

1 répondrait également aux critères fixés par la Régie dans sa décision  
2 D-2002-115 : elle est applicable en pratique chez les clients présentement au  
3 tarif BT et elle ne va pas à l'encontre du maintien naturel du parc bi-énergie.

#### **4.2.1 Consultation pour la définition des modalités**

4 Le Distributeur proposera qu'à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006 une option d'électricité  
5 interruptible soit offerte à ses clients de moyenne puissance. Cette option  
6 permettrait au Distributeur de demander aux clients participants d'effacer une  
7 partie de leur charge en retour d'un crédit pour les kWh non consommés.

8 Les modalités de cette option ainsi que les crédits qui seront consentis lors des  
9 interruptions seront précisés au cours des prochains mois suite à une  
10 consultation avec des représentants de la clientèle concernée. Il s'agira entre  
11 autres de définir les éléments suivants :

- 12 • Délai du préavis d'interruption
- 13 • Définition des périodes d'interruption (par jour, par saison)
- 14 • Intervalle entre 2 interruptions
- 15 • Nombre maximal de journées d'interruption par année de référence
- 16 • Durée maximale des interruptions par année de référence
- 17 • Possibilité d'annulation de l'avis d'interruption
- 18 • Calcul des crédits
- 19 • Pénalité pour défaut de s'interrompre
- 20 • Notification des interruptions

21 Cette consultation permettra de réduire les incertitudes commerciales et  
22 énergétiques entourant l'offre d'une telle option.

#### ***4.2.2 Évaluation des paramètres***

1 Il est difficile voire impossible de fixer, plus de 24 mois à l'avance, les  
2 paramètres d'une option tarifaire qui seront influencés par les conditions  
3 d'approvisionnement et de marché de court terme. C'est pourquoi le Distributeur  
4 propose de se présenter à nouveau devant la Régie à l'automne 2005 afin de  
5 faire approuver les modalités fines de cette option. Le cas échéant, le  
6 Distributeur intégrera sa proposition à celle qu'il fera pour la clientèle Grandes  
7 entreprises.

#### ***4.2.3 Potentiel d'adhésion***

8 La consultation, qui aura lieu avec des représentants de la clientèle concernée,  
9 permettra de préciser le potentiel d'adhésion à la nouvelle option d'électricité  
10 interruptible. A priori, le Distributeur évalue à quelque 60 MW la puissance qui  
11 pourrait être potentiellement effacée grâce à un programme d'électricité  
12 interruptible auprès de la clientèle de moyenne puissance.

### **5. INCITATIFS FINANCIERS**

#### **5.1 Précédent du rachat de la bi-énergie CII de 1989**

13 À la fin de 1989, Hydro-Québec fait face à une situation critique de faible  
14 hydraulité. Elle décide donc de réduire pendant un an la consommation du  
15 marché bi-énergie CII, marché développé au début des années 80 auprès des  
16 clients qui chauffaient au combustible dans le but d'écouler les surplus  
17 d'électricité. À cette fin, elle offre aux clients qui ont un abonnement au tarif B ou  
18 au tarif BG de "racheter" leur contrat pour une période d'un an sur la base de  
19 leur consommation historique<sup>38</sup>. Conformément à l'entente signée, le client  
20 s'engageait à cesser de consommer de l'électricité en vertu de son abonnement

---

<sup>38</sup> Ou pour la période qui restait à courir au contrat, si elle était moindre. Les contrats comportaient alors une exigence de consommation minimum.

1 au tarif bi-énergie. En revanche, Hydro-Québec lui versait une indemnité  
2 couvrant le coût additionnel du combustible et une prime d'intéressement durant  
3 cette période, pour une prime totale de 2,17 ¢/kWh.

4 Le programme de rachat a largement dépassé les attentes d'Hydro-Québec qui  
5 prévoyait alors un taux de participation de 70 %<sup>39</sup>. Le tableau suivant présente à  
6 titre indicatif les paramètres du programme de rachat de 1989.

**TABLEAU 4**  
**PROGRAMME DE RACHAT DE LA BI-ÉNERGIE CII DE 1989**

	1989-1990	
Coût évité de fourniture	6,33	¢/kWh
Revenu moyen bi-énergie	2,31	¢/kWh
<i>Marge de manœuvre</i>	4,02	¢/kWh
Prime unitaire accordée	2,17	¢/kWh
Consommation rachetée 89-90 (94,5 % du potentiel)	4,2	TWh
Prime totale versée	91,0	M\$

## **5.2 Description des incitatifs financiers proposés**

7 Afin de faciliter le passage des clients au tarif BT vers un combustible alternatif  
8 et de réduire l'ampleur du compte de frais reportés ainsi que la pression sur la  
9 sécurité énergétique, il est proposé d'offrir aux clients bi-énergie CII un incitatif  
10 financier pour qu'ils se retirent définitivement du tarif BT et transfèrent leur  
11 charge vers un combustible alternatif ou un tarif général approprié. Deux  
12 niveaux d'incitatif sont proposés.

---

<sup>39</sup> Compte tenu qu'en 1989, le prix du mazout a été en moyenne de 2,7 ¢/kWh-équivalent, le succès remporté par le programme s'explique de lui-même puisque la prime couvrait pratiquement l'intégralité de la facture de chauffage des clients. Il est à noter que le parc bi-énergie a toujours été principalement un parc électricité-mazout.

1 Le premier incitatif, à 2,25 ¢/kWh, encouragera de façon claire les clients à se  
2 retirer du tarif BT dès le 1<sup>er</sup> décembre 2004. Le second niveau d'incitatif, à  
3 1,75 ¢/kWh, s'adresse aux clients qui ne seraient pas prêts dès décembre à se  
4 retirer du tarif BT. Cette clientèle aura alors jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2005 pour profiter  
5 du programme d'incitatif proposé.

6 L'écart de 0,5 ¢/kWh entre les deux niveaux d'incitatif a été fixé de façon  
7 arbitraire, afin qu'il soit nettement plus avantageux pour les clients de se retirer  
8 du tarif BT dès le 1<sup>er</sup> décembre 2004 (voir exemples à la section 5.4). L'incitatif  
9 sera versé pour les kWh non consommés dont la mesure sera approximée par  
10 la consommation historique du client pour une période équivalente. Compte  
11 tenu que les périodes de "rachat" couvertes par le programme incluent deux  
12 hivers légèrement plus froids que la moyenne, soit les hivers 2002-2003 et  
13 2003-2004<sup>40</sup>, le Distributeur croit rémunérer équitablement l'effacement de la  
14 charge au tarif BT, même si l'hiver 2004-2005 s'avérait à son tour plus froid que  
15 la moyenne.

16 Le tableau suivant explique la relation entre la date de retrait et l'incitatif offert.

---

<sup>40</sup> Par exemple, la température moyenne des mois de janvier, février et mars 2003 a été de -12 °C, -10 °C et -3°C alors que la température moyenne pour ces mois depuis 1971 est respectivement de -10 °C, -8 °C et -2 °C. La température moyenne du mois de janvier 2004 a été de -15 °C alors que la moyenne historique est de -10 °C.

**TABLEAU 5  
INCITATIF OFFERT PAR MOIS DE RETRAIT DU TARIF BT**

Date de retrait	Incitatif	Période couverte		Nombre de mois/jours
		Début	Fin	
1 <sup>er</sup> déc. 2004	2,25 ¢/kWh	1 <sup>er</sup> déc. 2002	31 mars 2004 <sup>41</sup>	16/486
1 <sup>er</sup> janvier 2005	1,75 ¢/kWh	1 <sup>er</sup> janvier 2003		15/455
1 <sup>er</sup> février 2005	1,75 ¢/kWh	1 <sup>er</sup> février 2003		14/424
1 <sup>er</sup> mars 2005	1,75 ¢/kWh	1 <sup>er</sup> mars 2003		13/396
1 <sup>er</sup> avril 2005	1,75 ¢/kWh	1 <sup>er</sup> avril 2003		12/365

1 Le montant offert sera calculé sur la base de la période couverte par l'option  
 2 choisie par le client. Compte tenu des écarts pouvant survenir entre le nombre  
 3 de jours inclus dans la période visée et celui résultant de la différence entre les  
 4 dates de relevés réels couvrant le plus près possible cette période, la  
 5 consommation sera ainsi ajustée pour correspondre au nombre de jours exact  
 6 de celle-ci. Le tableau suivant illustre la méthode de calcul proposée par le  
 7 Distributeur pour établir l'incitatif financier.

<sup>41</sup> L'utilisation d'une période de référence précédant la date du dernier relevé effectué pour la facture du mois d'avril 2004 du client se justifie d'abord par un souci de concordance avec la date d'abrogation du tarif BT, soit du 1<sup>er</sup> avril 2006. Elle permet également de faciliter la préparation des offres à partir de données de consommation connues et validées.

**TABLEAU 6**  
**CALCUL DE L'INCITATIF FINANCIER**

kWh consommés au cours des X <sup>1</sup> derniers mois précédant la date du dernier relevé apparaissant sur la facture d'avril 2004 <hr/> Nombre total de jours de consommation ainsi relevés	$* y \text{ jours}^2 * \text{montant forfaitaire/kWh}^3 =$	Montant de l'incitatif offert
--	--	----------------------------------

<sup>1</sup> 12 et 16 mois selon la date de retrait du tarif BT.

<sup>2</sup> Nombre de jours de la période et variant de 486 à 365 selon la date de retrait du tarif BT.

<sup>3</sup> 2,25 ¢/kWh ou 1,75 ¢/kWh selon la date de retrait du tarif BT.

- 1 Ce programme doit intéresser le plus grand nombre de clients du tarif BT sans
- 2 nécessairement les viser tous. Un arbitrage doit se faire entre le gain des clients
- 3 au tarif BT, l'impact sur le compte de frais reportés associé au tarif BT, les coûts
- 4 de contrôle et de gestion du programme, et finalement son acceptabilité pour
- 5 l'ensemble de la clientèle du Distributeur qui devra en assumer les coûts.

### **5.3 Analyse des incitatifs financiers proposés**

- 6 Compte tenu des objectifs recherchés du programme et aux fins d'application de
- 7 celui-ci selon les modalités définies dans cette section, le Distributeur propose
- 8 que l'incitatif financier soit fixé définitivement dans la première semaine de
- 9 septembre 2004 afin de refléter le prix des combustibles qu'un client prendrait
- 10 normalement en compte dans le choix de source d'alimentation pour la période
- 11 d'hiver.

1 Selon les données actuelles, l'incitatif de 2,25 ¢/kWh se traduira par des  
2 économies de 25 %<sup>42</sup> en moyenne par rapport au prix applicable au tarif BT  
3 pour les clients qui accepteront de renoncer à ce tarif dès le 1<sup>er</sup> décembre 2004.  
4 Pour les clients qui choisiront d'abandonner le tarif BT après cette date mais  
5 avant le 1<sup>er</sup> avril 2005, ces économies varieront de 18 % (retrait en janvier) à  
6 10 % (retrait en avril) en moyenne. Les économies seront d'importance  
7 comparable peu importe le combustible auxquels les clients passeront.

8 Un client bi-énergie CII, dont le système au combustible est fonctionnel (86 %  
9 de la clientèle<sup>43</sup>) et qui abandonnera le tarif BT pour passer au combustible dès  
10 l'hiver 2004-2005, verra près de 50 % de sa facture au combustible payée par  
11 l'incitatif financier<sup>44</sup>. Certains travaux pourront toutefois être requis comme, par  
12 exemple, rebrancher les équipements auxiliaires à l'entrée principale ou mettre  
13 à niveau certains équipements de manière à améliorer le rendement  
14 énergétique des chaudières. L'incitatif financier proposé devrait permettre aux  
15 clients du tarif BT qui accepteront de se retirer du tarif BT avant le 1<sup>er</sup> décembre  
16 2004 de recevoir en moyenne 14 000 \$, alors que ce montant serait réduit de  
17 7 000 \$ pour un retrait au 1<sup>er</sup> avril 2005<sup>45</sup>.

18 Un client ne disposant pas de cette flexibilité aura deux options : utiliser l'incitatif  
19 financier pour moderniser ses installations au combustible ou demeurer au  
20 tarif BT jusqu'à son abrogation. Dans ce cas, le prix unitaire moyen de  
21 3,47 ¢/kWh jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2005 puis de 3,47 ¢/kWh plus, le cas échéant, la  
22 hausse applicable à partir du 1<sup>er</sup> avril 2005, continuera de procurer une

---

<sup>42</sup> Par rapport à un prix équivalent de 4,59 ¢/kWh au mazout no. 2 (80% de la charge) à 70 % d'efficacité. Le Distributeur utilise un prix de référence de 34,65 ¢/litre de mazout no. 2 avant les frais de distribution pour faire ses évaluations, compte tenu de l'évolution anticipée par la clientèle des prix des combustibles pour 2004-2005 tel que le révèle les résultats du dernier sondage réalisé (HQD-1, Document 1.2 page 15) et tient compte également de l'historique des prix au cours de la présente saison de chauffe (prix moyen à la rampe de 33 ¢/litre de août 2003 à février 2004 — Source : Régie de l'énergie) qui seront probablement pris en considération par les clients avant d'accepter ou de refuser l'offre d'incitatif financier.

<sup>43</sup> Voir section 4.1.

<sup>44</sup> Compte tenu d'un prix équivalent de 4,59 ¢/kWh (2,25 ¢/kWh / 4,59 ¢/kWh).

<sup>45</sup> La section 5.4 fournit des exemples plus détaillés.

1 économie de près de 50 % par rapport au tarif général pour un usage  
2 comparable, soit environ 7,5 ¢/kWh.

3 L'incitatif financier que propose le Distributeur permettra d'éviter la  
4 consommation de quelque 2 TWh cumulés pour la période du 1<sup>er</sup> décembre  
5 2004 au 31 mars 2006 pour une consommation résiduelle d'un peu plus de  
6 900 GWh, soit une réduction de 69 % de la consommation. Pour 2005, cet  
7 incitatif ramènera ainsi les ventes au tarif BT à 590 GWh soit :

- 8 • 300 GWh attribuables aux préférences que porte déjà une partie de la  
9 clientèle pour le tout électrique, ceci sur la base des intentions  
10 manifestées par la clientèle lors du sondage de l'automne dernier quant  
11 au choix de l'alternative énergétique suite au retrait du tarif BT ;
- 12 • 80 des 200 GWh de croissance prévue pour les années 2004 et 2005  
13 dans un contexte de statu quo, non admissibles à l'incitatif du  
14 Distributeur, celui-ci étant basé sur la consommation déjà enregistrée ;
- 15 • 45 GWh de charges captives à l'électricité attribuables aux procédés de  
16 photosynthèse (serres) ;
- 17 • 25 GWh de charges attribuables aux procédés de séchage du bois par  
18 pompes à chaleur, et
- 19 • quelque 140 GWh substituables résultant de refus de la part de la  
20 clientèle (par exemple à cause de petites charges, d'usages de relève,  
21 d'impossibilité de remettre en état des équipements avant le 1<sup>er</sup> avril 2005  
22 ou d'offre jugée non suffisamment attrayante).

23 Les 590 GWh qui demeureront au tarif BT après le programme d'incitatif doivent  
24 être comparés à la charge captive au tarif BT estimée à environ 500 GWh. Dans  
25 ce contexte, une prime plus élevée qui serait automatiquement appliquée à  
26 l'ensemble de la charge effacée pour éviter au plus 90 GWh serait à la marge  
27 inefficace.

1 Dans la mesure où l'incitatif financier permet de réduire le coût  
2 d'approvisionnement de la clientèle au tarif BT<sup>46</sup>, le Distributeur demande à la  
3 Régie que l'incitatif accordé dans le cadre de ce programme, estimé à 42 M\$,  
4 soit également versé au compte de frais reportés associé au tarif BT.

### **5.3.1 Fixation de l'incitatif au 1<sup>er</sup> septembre 2004**

5 Les incitatifs proposés ont été fixés à partir d'un prix anticipé du mazout no. 2  
6 (80 % de la charge substituable) de 34,65 ¢/litre à la rampe de chargement. Si  
7 les prix affichés tels que relevés par la Régie dans ses *Bulletins d'information*  
8 *sur les produits pétroliers* du mois d'août devaient être différents par rapport à  
9 ces indices, le Distributeur propose que les incitatifs soient ajustés de façon  
10 définitive à compter de la première semaine du mois de septembre 2004, ceci  
11 de manière à conserver l'attrait de l'incitatif auprès de la clientèle visée. Cet  
12 ajustement se ferait dès qu'un niveau déclencheur de prix des combustibles  
13 serait atteint. Ce niveau déclencheur correspondrait à plus ou moins 10 % du  
14 prix de mazout no. 2 de référence de 34,65 ¢/litre soit 38,12 ¢/litre et  
15 31,50 ¢/litre. Ainsi, l'incitatif de 2,25 ¢/kWh serait ajusté à la hausse à partir de  
16 38,12 ¢/litre et à la baisse à partir de 31,50 ¢/litre. Cette façon de faire réduit la  
17 sensibilité de l'ajustement à de faibles variations des prix des combustibles. Elle  
18 rassure la clientèle sur la probabilité d'obtenir 2,25 ¢/kWh et vise à refléter  
19 adéquatement les risques d'approvisionnement du Distributeur. En effet, bien  
20 qu'une hausse des prix des combustibles se refléterait inévitablement dans le  
21 coût d'approvisionnement et par conséquent dans l'ampleur du compte de frais  
22 reportés, il existe une certaine inertie entre les variations de court terme des prix  
23 des combustibles et ceux des approvisionnements.  
24 Cet ajustement se calculerait de la manière expliquée au tableau suivant.

---

<sup>46</sup> En effet, l'impact sur le compte de frais reportés sera positif tant que le coût d'approvisionnement sera supérieur à 5,72 ¢/kWh (soit 3,47 ¢/kWh + 2,25 ¢/kWh).

**TABLEAU 7**  
**AJUSTEMENT DE L'INCTITATIF EN SEPTEMBRE 2004**

Si le prix moyen de l'huile no.2 à la rampe de Montréal au mois d'août 2004 est > ou = à 38,12¢/litre	$2,25 \text{ ¢/kWh} + \frac{\text{Prix moyen de l'huile no.2 à la rampe de Montréal au mois d'août 2004}^1 \text{ moins } 38,12 \text{ ¢/litre}^2}{7,56^3}$
---	---

Si le prix moyen de l'huile no.2 à la rampe de Montréal au mois d'août 2004 est < ou = à 31,50¢/litre	$2,25 \text{ ¢/kWh} + \frac{\text{Prix moyen de l'huile no.2 à la rampe de Montréal au mois d'août 2004}^1 \text{ moins } 31,50 \text{ ¢/litre}^2}{7,56^3}$
---	---

<sup>1</sup> Soit la moyenne des 4 prix hebdomadaires tels que relevés par la Régie pour le mois d'août 2004.

<sup>2</sup> Prix de référence.

<sup>3</sup> Soit le facteur permettant de convertir les litres de mazout no. 2 en équivalent kWh sur une base d'efficacité des systèmes de 70 %.

#### **5.4 Impact sur la clientèle au tarif BT**

1 De façon à illustrer l'impact de la proposition du Distributeur sur la facture  
2 énergétique des clients, une analyse a été faite pour trois clients-type et selon  
3 deux scénarios de retrait du tarif BT, l'un au 1<sup>er</sup> décembre 2004 et l'autre au 1<sup>er</sup>  
4 avril 2005.

5 Pour les fins de cette illustration, les hypothèses suivantes sont retenues :

- 6 • le tarif BT utilisé est celui qui sera en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2004  
7 à 34,32 \$/mois pour la redevance, à 6,39 ¢/kW de puissance  
8 contractuelle et à 3,47 ¢/kWh pour l'énergie ;
- 9 • le prix du mazout est fixé à 34,65 ¢/litre au point de chargement, ce qui  
10 donne un coût électrique équivalent de 4,59 ¢/kWh pour un système à  
11 70 % d'efficacité ;
- 12 • une prime de détail du mazout correspondant à 1,14 ¢/kWh a été  
13 considérée pour le segment 100 à 299 KW (pour le segment 300 à  
14 999 kW, cette prime de détail est de 0,78 ¢/kWh alors qu'elle est de

1 0,16 ¢/kWh pour le segment 1 000 kW et plus). Cette prime est maintenue  
2 constante pour les 2 années prévisionnelles ;

3 • 3 % de la charge électrique est considérée captive et passera aux tarifs  
4 généraux; elle sera facturée à 7,5 ¢/kWh en moyenne, et

5 • l'incitatif au 1<sup>er</sup> décembre 2004 est calculé sur la base de 2,25 ¢/kWh  
6 pour 16 mois de consommation alors que celui au 1<sup>er</sup> avril 2005 est  
7 calculé sur la base de 1,75 ¢/kWh pour 12 mois de consommation.

8 Le tableau suivant montre les impacts pour ces trois clients-type lorsqu'ils  
9 transfèrent leur charge au mazout. Aucune considération d'ordre fiscal n'a été  
10 introduite, compte tenu de la diversité de la clientèle et de l'impossibilité pour le  
11 Distributeur de modéliser chaque cas particulier.

12 L'économie pour le client est mesurée par l'écart entre ce qu'il aurait payé au  
13 tarif BT et ce qu'il payerait si sa charge était au mazout en tenant compte du  
14 versement de l'incitatif financier<sup>47</sup>.

15 Selon ces résultats, il est nettement plus avantageux pour un client de faire le  
16 transfert en décembre plutôt qu'en avril.

---

<sup>47</sup> L'économie pourrait être plus élevée puisque l'historique de la consommation des clients au tarif BT comprend deux hivers plus froids que la moyenne alors que la consommation utilisée dans l'exemple est à température normale.

**TABLEAU 8**  
**IMPACT ILLUSTRATIF DE L'INCITATIF FINANCIER POUR TROIS CAS TYPES ET**  
**SELON DEUX SCÉNARIOS DE RETRAIT<sup>48</sup>**

	Retrait au 1er décembre 2004			Retrait au 1er avril 2005			
	0-300 kW	300-1000 kW	1000 kW+	0-300 kW	300-1000 kW	1000 kW+	
	<i>pour 16 mois de consommation</i>			<i>pour 12 mois de consommation</i>			
Consommation prévue (kWh)	244 745	842 115	4 123 465	157 900	543 300	2 660 300	a
Puissance contractuelle (kW)	150	500	1 920	150	500	1 920	
<b>Statu quo</b>							
<b>Facture au tarif BT (\$)</b>							
Redevance (\$)	556	556	556	418	418	418	
Puissance (\$)	155	518	1 988	117	389	1 493	
Énergie (\$)	8 493	29 221	143 084	5 479	18 853	92 312	
<b>Total (\$)</b>	<b>9 204</b>	<b>30 295</b>	<b>145 628</b>	<b>6 013</b>	<b>19 659</b>	<b>94 223</b>	b
<b>Programme d'incitatif</b>							
<b>Incitatif</b>							
¢/kWh	2,25	2,25	2,25	1,75	1,75	1,75	c
<b>Total (\$)</b>	<b>5 507</b>	<b>18 948</b>	<b>92 778</b>	<b>2 763</b>	<b>9 508</b>	<b>46 555</b>	d = a*c
Consommation transférée kWh	237 400	816 900	3 999 800	153 200	527 000	2 580 500	
Consommation au tarif général	7 345	25 215	123 665	4 700	16 300	79 800	
<b>Facture énergétique (\$)</b>							
Combustible (\$)	13 587	43 813	189 724	8 768	28 265	122 402	
Électricité (\$)	551	1 891	9 275	353	1 223	5 985	
<b>Total (\$)</b>	<b>14 138</b>	<b>45 704</b>	<b>198 999</b>	<b>9 121</b>	<b>29 487</b>	<b>128 387</b>	e
<b>Économie du client sur la période versus rester au tarif BT (\$)</b>	<b>573</b>	<b>3 538</b>	<b>39 407</b>	<b>(344)</b>	<b>(321)</b>	<b>12 391</b>	f = b+d-e

**5.5 Impact sur le compte de frais reportés**

1 À titre illustratif, la marge de manœuvre permettant d'établir l'incitatif financier  
 2 est de l'ordre de 3,0 ¢/kWh, soit la différence entre le coût d'approvisionnement  
 3 reconnu par la Régie dans sa décision D-2004-47 de 6,5 ¢/kWh (6,0 ¢/kWh  
 4 incluant les pertes), et le prix pour l'énergie hors pointe du tarif BT, soit  
 5 3,47 ¢/kWh jusqu'au 30 mars 2005 puis, le cas échéant, majoré de la hausse  
 6 des tarifs au 1<sup>er</sup> avril 2005. Cette marge de manœuvre monte à 4,4 ¢/kWh si le  
 7 coût d'approvisionnement réel du Distributeur est utilisé dans le calcul.

8 En supposant un incitatif à 2,25 ¢/kWh et que les coûts du programme ainsi que  
 9 le déficit d'approvisionnement soient reconnus par la Régie dans un compte de  
 10 frais reportés, le Distributeur est assuré de réduire l'ampleur de ce compte tant

<sup>48</sup> Les totaux peuvent ne pas correspondre à cause des données arrondies.

1 et aussi longtemps que le coût d'approvisionnement des ventes au tarif BT sera  
2 supérieur à 5,72 ¢/kWh<sup>49</sup>.

3 Deux analyses de sensibilité ont cependant été réalisées pour valider la  
4 justesse de l'incitatif eu égard à l'impact sur les ventes évitées : une relative au  
5 niveau de l'incitatif et l'autre relative à la prévision des prix des combustibles.

### **5.5.1 Niveau de l'incitatif**

6 Le Distributeur doit tenir compte des distorsions possibles entre le prix qu'il juge  
7 approprié pour établir ses prévisions de ventes et celui que peut percevoir la  
8 clientèle avant d'accepter ou non l'offre qui lui est faite. Comme le démontre le  
9 tableau 9, un incitatif supérieur à 2,25 ¢/kWh, compte tenu de son faible impact  
10 à la marge sur la réduction des ventes, résulterait en une augmentation relative  
11 du compte de frais reportés. À l'inverse, un incitatif inférieur à 2,25 ¢/kWh, bien  
12 qu'il présenterait un impact légèrement positif sur le compte de frais reportés,  
13 exposerait davantage le Distributeur aux risques d'approvisionnement découlant  
14 des aléas de la demande au-delà du 1<sup>er</sup> décembre 2004.

**TABLEAU 9**

**IMPACT DE L'INCITATIF SUR LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS –  
DÉCEMBRE 2004 À MARS 2006 (16 MOIS)<sup>50</sup>**

	Avec incitatif de 2,0 ¢/kWh	Avec incitatif de 2,25 ¢/kWh	Avec incitatif de 2,5 ¢/kWh
Prévision des ventes (GWh) <sup>51</sup>	1 163	909	713
Impact net sur le compte de frais reportés (M \$)	(16,9)	(15,5) <sup>52</sup>	(11,6)

<sup>49</sup> Soit le revenu pour l'énergie au tarif BT de 3,47 ¢/kWh + le montant de l'incitatif 2,25 ¢/kWh.

<sup>50</sup> Par rapport au prix de l'énergie BT de 3,47 ¢/kWh au 1<sup>er</sup> avril 2004 et en supposant un coût d'approvisionnement de 6,5 ¢/kWh (6,0 ¢/kWh plus les pertes)

<sup>51</sup> Ventes pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2004 au 31 mars 2006.

<sup>52</sup> Voir détails en annexe 1.

### 5.5.2 Prévision des prix des combustibles

1 Bien qu'il se soit appuyé sur une enquête exhaustive auprès de la clientèle du  
 2 tarif BT pour cerner l'évolution appréhendée du prix des combustibles au cours  
 3 des deux prochaines années<sup>53</sup>, le Distributeur estime approprié d'établir son  
 4 évaluation en tenant compte d'une variation possible de plus ou moins 10 % du  
 5 prix des combustibles. Ce faisant, et comme l'illustre le tableau 10, une prime de  
 6 2,25 ¢/kWh permettrait d'éviter plus de 600 GWh supplémentaires en cas de  
 7 scénario fort par rapport à une prime de 2,0 ¢/kWh générant ainsi des gains  
 8 supérieurs de 3,3 M\$ par rapport à ce scénario.

**TABLEAU 10**  
**IMPACT DU PRIX DES COMBUSTIBLES SUR LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS -**  
**DÉCEMBRE 2004 À MARS 2006 (16 MOIS)**

	Avec incitatif de 2,0 ¢/kWh	Avec incitatif de 2,25 ¢/kWh	Avec incitatif de 2,5 ¢/kWh
<b>Scénario prix fort</b>			
Prévision des ventes (GWh)	1 990	1 373	1 192
Impact net sur le compte de frais reportés (M \$)	(7,7)	(11,0)	(8,7)
<b>Scénario prix faible</b>			
Prévision des ventes (GWh)	738	678	639
Impact net sur le compte de frais reportés (M \$)	(21,7)	(17,1)	(12,3)

## 5.6 Modalités et mise en œuvre du programme

### 5.6.1 Admissibilité

9 Pour être admissible à l'offre d'incitatif financier du Distributeur, le client devra  
 10 détenir un abonnement au tarif BT en vigueur et avoir enregistré une  
 11 consommation égale ou supérieure à 3 000 kWh (équivalant à un paiement  
 12 minimum de 52,50 \$ si l'incitatif applicable est de 1,75 ¢/kWh) durant la période

<sup>53</sup> Voir HQD-1, Document 1.2.

1 de référence. Ce minimum se justifie par les coûts administratifs nécessaires à  
2 l'émission des paiements. Selon les dernières données du Distributeur, 88 %  
3 des clients au tarif BT seraient admissibles à l'offre d'incitatif financier du  
4 Distributeur.

### **5.6.2 Paiement de l'incitatif**

5 Les consultations réalisées auprès des clients indiquent qu'une période  
6 minimale de 6 mois est nécessaire, dans bien des cas, afin d'étudier les  
7 alternatives potentielles, planifier les investissements requis, négocier avec les  
8 fournisseurs d'énergie et obtenir les permis et autorisations nécessaires avant  
9 d'accepter ou non l'offre du Distributeur.

10 Par conséquent, comme le Distributeur s'attend pour des considérations d'ordre  
11 commercial et énergétique à obtenir une décision de la Régie avant le mois de  
12 septembre, celui-ci juge approprié d'acheminer son offre à chaque client  
13 admissible à compter du mois de mai, laquelle sera toutefois libellée sous  
14 réserve de l'approbation de son contenu par la Régie de l'énergie.

15 Les propositions que transmettra le Distributeur aux clients contiendront toutes  
16 les informations requises pour leur permettre de prendre une décision éclairée.

17 Ainsi, un guide d'estimation du prix des combustibles accompagnera les offres  
18 de manière à permettre au client d'évaluer ses coûts de chauffage pour l'année  
19 2004-2005 selon qu'il utilise le mazout ou le gaz naturel.

20 Suite à la décision rendue par la Régie, un nouvel avis sera expédié à chaque  
21 client l'informant de la décision de la Régie et confirmera ou non l'offre  
22 antérieurement déposée par le Distributeur.

23 À moins que l'offre ne soit invalidée par la Régie, le client devra ensuite signifier  
24 au Distributeur s'il l'accepte suivant un délai à déterminer pour chacun des mois  
25 possibles de retrait. L'offre sera réputée avoir été refusée par le client si aucune  
26 réponse n'est obtenue de celui-ci à l'expiration de ces délais.

1 S'il accepte l'offre, le client recevra un chèque au montant convenu et les  
2 changements tarifaires<sup>54</sup> seront apportés à son dossier pour entrer en vigueur le  
3 1<sup>er</sup> de chacun des mois possibles de retrait entre décembre 2004 et avril 2005.

### ***5.6.3 Communication et support commercial***

4 Entre le moment du dépôt de la présente demande et celui où la Régie rendra  
5 sa décision, le Distributeur communiquera avec tous les clients du tarif BT pour  
6 les informer de ses intentions. Les clients seront informés des démarches du  
7 Distributeur en trois phases distinctes :

- 8 • Une première phase vise à les informer de la démarche du Distributeur à  
9 la Régie de l'énergie par l'intermédiaire d'une lettre et d'un document  
10 synthèse de type *Questions et Réponses*. Cette phase servira également  
11 à fournir aux clients une information de base leur permettant de mesurer  
12 l'impact potentiel de cette demande sur les conditions contractuelles et  
13 tarifaires de leur abonnement. Elle s'étendra de avril à juin 2004 et mettra  
14 à contribution les centres d'appels et les ressources qualifiées du  
15 Distributeur.
- 16 • Une deuxième phase visera à préciser l'offre qu'entend leur faire le  
17 Distributeur ainsi qu'à leur offrir un service conseil préparatoire et  
18 préventif qui leur permettra de choisir l'option énergétique la plus  
19 appropriée. Cette phase s'amorcera dès avril 2004 pour les clients  
20 exposés à des enjeux majeurs d'investissements ou de coûts  
21 d'exploitation.
- 22 • Une dernière phase servira à confirmer, le cas échéant, l'offre du  
23 Distributeur selon la décision rendue par la Régie et à y harmoniser le  
24 soutien technique amorcé en phase 2. Cette dernière phase s'amorcera

---

<sup>54</sup> Fermeture de l'abonnement au tarif BT et/ou transfert vers un tarif général.

1 aussitôt connue la décision de la Régie pour se terminer au plus tard le  
2 1<sup>er</sup> avril 2005 (soutien technique).

3 Les consultations, déjà amorcées avec les organismes représentatifs de  
4 différents secteurs d'activités des clients<sup>55</sup>, se poursuivront tout au long du  
5 processus. Ceci permettra de mieux adapter le programme de soutien aux  
6 réalités de chaque secteur et d'utiliser les canaux de communication déjà en  
7 place pour mieux rejoindre les plus petits clients.

#### ***5.6.4 Services conseils professionnels***

8 Le sondage réalisé auprès de la clientèle au tarif BT révèle que 60 % des clients  
9 manifestent le besoin de recourir à des experts externes afin de choisir  
10 l'alternative énergétique la plus appropriée.

11 Le Distributeur entend offrir à cet égard un programme de soutien technique  
12 adapté aux besoins de sa clientèle. Ce programme consistera entre autres à la  
13 diffusion de gabarits d'aide à la décision et de guides techniques destinés tantôt  
14 à la clientèle, tantôt au personnel qualifié de la force commerciale du  
15 Distributeur, ainsi qu'à la réalisation de quelque 800 études techniques  
16 personnalisées.

17 C'est ainsi qu'un premier guide simplifié d'aide à la décision accompagnera  
18 l'offre du Distributeur. Les autres outils seront utilisés selon le degré de  
19 complexité des interventions. Pour les situations relativement simples — par  
20 exemple les écoles, fabriques ou établissements multi locatifs, des fiches par  
21 bâtiment seront fournies au client ou utilisées par une ressource qualifiée du  
22 Distributeur pour assister sur demande la clientèle.

23 Pour les cas plus complexes et requérant une approche personnalisée — par  
24 exemple les industries, serres, hôpitaux, cégeps, nettoyeurs, établissements

---

<sup>55</sup> Notamment le Syndicat des producteurs en serres du Québec, la Table de concertation éducation (Comité technique BT) et le Regroupement des économistes diocésains du Québec.

1 hôteliers, les clients seront directement supportés par la force commerciale  
2 appuyée d'un guide d'intervention technique et des fonds seront disponibles  
3 pour obtenir l'assistance de firmes externes spécialisées lorsque requis.

4 Le Distributeur prévoit être prêt à offrir ses services de soutien technique à la  
5 clientèle au tarif BT dès le mois d'avril 2004 et ce service sera offert jusqu'en  
6 avril 2006, soit à l'abrogation du tarif BT. Le Distributeur s'attend à réaliser dès  
7 2004, près de 500 études techniques personnalisées.

8 Le Distributeur a déjà amorcé des consultations avec différents groupes de  
9 clients pour adapter son approche et s'assurer ainsi d'une plus grande  
10 efficience. Dans ses activités de services conseils offerts à la clientèle au  
11 tarif BT, le Distributeur accordera une attention particulière à l'intégration des  
12 outils et programmes développés dans le cadre du Plan Global en efficacité  
13 énergétique. Enfin, une formation est prévue dès la fin de cet hiver afin de  
14 familiariser la force commerciale aux différents outils proposés.

### **5.7 Coûts du programme**

15 Pour la mise en œuvre du programme d'incitatif financier, du déploiement du  
16 soutien technique à la clientèle au tarif BT, de la communication et du support  
17 commercial relié au programme, le Distributeur demande à la Régie qu'une  
18 enveloppe de 2,4 millions de dollars soit accordée et les montants réels  
19 dépensés portés au compte de frais reportés associé au tarif BT. Cette  
20 enveloppe serait répartie comme démontré au tableau 11.

**TABLEAU 11  
COÛTS DE GESTION DU PROGRAMME (000 \$)**

	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>Coût total</b>
Préparation, traitement des offres et délivrance des paiements / Développement des outils de support (guides et gabarits techniques) et formation / Matériel d'information/ Infosite	200	100	-	300
Réalisation des études techniques chez la clientèle <sup>56</sup>	1 500	500	100	2 100
<b>Total</b>	<b>1 700</b>	<b>600</b>	<b>100</b>	<b>2 400</b>

## **6. TARIF BT AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2005**

### **6.1 Ensemble de la clientèle**

1 Au 1<sup>er</sup> avril 2005, le tarif BT subira, le cas échéant, une hausse identique à la  
 2 hausse moyenne qui sera accordée par la Régie pour l'ensemble des tarifs du  
 3 Distributeur. Le nouveau tarif sera en vigueur jusqu'à l'abrogation du tarif BT au  
 4 1<sup>er</sup> avril 2006.

### **6.2 Usages de photosynthèse**

5 Les usages de photosynthèse des serristes ont été admissibles au tarif BT  
 6 parce que les luminaires utilisés pour la photosynthèse peuvent également  
 7 chauffer les locaux. Toutefois, il n'existe pas d'alternative énergétique pour ces  
 8 usages. Lors de l'abrogation du tarif BT, les clients devront nécessairement  
 9 passer au tarif domestique s'il s'agit d'activités agricoles ou au tarif général s'il  
 10 s'agit d'activités commerciales ou industrielles.

<sup>56</sup> Les coûts pour la réalisation des quelque 800 études techniques sont estimés de la façon suivante :

	0-300 kW	300-1000 KW	1000 KW+	Total	
Abonnés	3 213	983	240	4 436	
Taux de recours à une étude externe	14%	25%	40%	19%	
Nombre d'études externes estimées	450	250	100	800	<b>Coût moyen</b>
Coût des études externes	2 000 \$	3 000 \$	4 000 \$	2,1 M \$	<b>2 625 \$</b>

1 Le Distributeur dénombre parmi ses abonnements au tarif BT quelque soixante  
2 serristes dont la consommation a atteint 74 GWh en 2003. De cette charge,  
3 45 GWh sont considérés comme captifs à l'électricité. Afin d'atténuer l'impact  
4 tarifaire, le Distributeur propose, pour ces clients particuliers qui n'auront pas  
5 accepté l'incitatif et uniquement pour les usages de photosynthèse, un tarif de  
6 transition de la même nature que celui qui existe actuellement pour la fabrication  
7 de neige artificielle dans les stations de ski<sup>57</sup>.

8 À partir du 1<sup>er</sup> avril 2005, la facture du client pour chaque période de facturation  
9 sera d'abord établie à partir du tarif BT en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2005 puis majorée  
10 par un facteur d'ajustement et finalement réduite, le cas échéant, des rabais de  
11 fourniture en moyenne et haute tension.

12 Le facteur d'ajustement s'établit comme suit :

- 13 • L'indice de référence est fixé à 1,0 le 1<sup>er</sup> avril 2005.
- 14 • Il est majoré de 8 % le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> avril  
15 2005.
- 16 • Il est aussi majoré de la hausse moyenne qui sera accordée par la Régie  
17 pour l'ensemble des tarifs du Distributeur.

18 Ces majorations sont cumulatives.

19 L'application prend fin lorsqu'il est plus avantageux pour le client de passer au  
20 tarif approprié.

21 Il est à noter que les serristes au tarif BT ont déjà profité d'un tarif de transition  
22 particulier entre 1998 et 2001<sup>58</sup>.

---

<sup>57</sup> Voir articles 76 à 81 du Règlement tarifaire.

<sup>58</sup> Voir article 268 du Règlement tarifaire.

## **7. TRAITEMENT ET DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS**

1 Dans sa décision D-2004-47, la Régie de l'énergie autorisait le Distributeur à  
2 créer un compte de frais reportés hors base tarifaire, portant intérêts au taux  
3 moyen du coût en capital et à y imputer, au cours de la période allant du  
4 1<sup>er</sup> janvier 2004 au 31 mars 2004, le déficit entre le coût d'approvisionnement  
5 reconnu par la Régie pour ce tarif et le prix de l'énergie facturé aux clients du  
6 tarif BT.

7 Pour la période subséquente, du 1<sup>er</sup> avril 2004 au 31 mars 2006, la proposition  
8 du Distributeur repose sur :

- 9 • le principe déjà reconnu par la Régie d'un compte de frais reportés, et
- 10 • le respect par le Distributeur des exigences énoncées par la Régie dans  
11 le traitement du dossier du tarif BT (consultation des clients, nouvelle  
12 option de gestion de la consommation, etc.).

13 Le Distributeur propose dans la présente section les modalités de  
14 fonctionnement et de disposition de ce compte.

### **7.1 Nature du compte**

15 Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation d'apporter certaines  
16 modifications au compte de frais reportés initialement approuvé. Ces  
17 modifications visent à imputer au compte de frais reportés accordé dans la  
18 décision D-2004-47 les éléments suivants :

- 19 • le manque à gagner imputable aux ventes du tarif BT sur la base du coût  
20 d'approvisionnement reconnu par la Régie pour la période du 1<sup>er</sup> janvier  
21 au 30 novembre 2004, et subséquemment sur la base du coût à  
22 reconnaître par la Régie résultant de la procédure d'appels d'offres ;
- 23 • les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier, telles que  
24 détaillées à la section 5.3 de ce document, et

- 1       • les dépenses associées aux services conseils offerts à la clientèle du  
2           tarif BT, décrits à la section 5.6 de ce document.

3    Au total, incluant les montants déjà approuvés de 23,5 M\$ pour la période du  
4    1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2004, le solde du compte de frais reportés au 31 mars  
5    2006 devrait totaliser un montant de l'ordre de 119 M\$.

6    L'annexe 1 du présent document illustre les montants estimés qui seront portés  
7    au compte pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2004 au 31 mars 2006.

8    La portion respective des composantes du compte se détaille ainsi : 63 %  
9    attribuable au manque à gagner relié au coût d'approvisionnement, 35 % à  
10   l'incitatif financier et 2 % aux coûts des services conseils.

11   Il est à noter que les coûts associés à l'incitatif financier de même qu'aux  
12   services conseils contribuent à réduire le manque à gagner qui serait autrement  
13   imputable au compte de frais reportés (voir annexe 1).

14   L'ensemble de la proposition repose sur le principe des coûts  
15   d'approvisionnement évités. Ce principe a précédemment été accepté par la  
16   Régie dans sa décision D-2002-25, permettant au Distributeur de reporter les  
17   coûts de mise en place des mesures d'économie d'énergie, dans le cadre du  
18   Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).

19   Cette proposition constitue aussi la mesure adéquate pour satisfaire les objectifs  
20   suivants :

- 21       • récupérer les coûts réellement assumés par le Distributeur ;  
22       • limiter les impacts tarifaires pour les clients du tarif BT et globalement  
23           pour l'ensemble de la clientèle par un étalement dans le temps des coûts  
24           liés aux mesures de transition proposées, et  
25       • tout en tenant compte de la situation particulière du tarif BT, utiliser ce  
26           principe de frais reportés comme mesure temporaire assurant une

1 meilleure transition des clients au tarif BT vers une autre d'énergie  
2 alternative ou vers le tarif général approprié.

## **7.2 Fonctionnement du compte**

3 Le Distributeur propose les modalités suivantes :

- 4 • Les montants associés au manque à gagner, au versement de l'incitatif  
5 financier et aux services conseils dispensés aux clients du tarif BT seront  
6 cumulés dans le compte à partir du 1<sup>er</sup> avril 2004 jusqu'au 31 mars 2006.  
7 Ils viendront s'ajouter au solde du compte reconnu par la Régie et  
8 couvrant la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2004.
- 9 • Ces montants seront cumulés hors base et le Distributeur remettra  
10 annuellement un document de suivi de ce compte à la Régie en  
11 identifiant séparément le manque à gagner, l'incitatif et les coûts des  
12 services conseils.
- 13 • Les sommes comptabilisées dans le compte porteront intérêts au taux  
14 moyen du coût en capital du Distributeur à partir du moment de leur  
15 inscription jusqu'au 31 mars 2006.
- 16 • Le solde cumulatif du compte au 31 mars 2006 sera amorti linéairement  
17 sur une période de 36 mois à partir du 1<sup>er</sup> avril 2006 et recouvré dans les  
18 tarifs du Distributeur. Le Distributeur a constaté que de façon générale,  
19 la période d'amortissement des frais reportés des distributeurs gaziers,  
20 dont SCGM, variait en fonction de la nature des frais sur des périodes  
21 n'excédant pas dix ans. La période de 36 mois pour laquelle a opté le  
22 Distributeur vise essentiellement à étaler l'impact relié à sa disposition  
23 afin d'éviter, dans la mesure du possible, toute pression exercée sur les  
24 tarifs.

### **7.3 Répartition par catégorie de consommateurs**

1 Tel que le Distributeur l'a, à plusieurs reprises, illustré le solde du compte de  
2 frais reportés ne peut logiquement être réparti aux seuls clients du tarif BT. En  
3 effet, l'abrogation du tarif BT demandée par le Distributeur, si elle est  
4 approuvée, fera en sorte qu'en avril 2006, il n'y aura plus de clients actifs à ce  
5 tarif. Le Distributeur propose que le solde cumulatif du compte de frais reportés  
6 au 31 mars 2006 soit réparti aux différentes catégories de consommateurs selon  
7 la méthode de répartition des coûts de fourniture approuvée par la Régie dans  
8 sa décision D-2003-93. L'ensemble des dépenses portées au compte de frais  
9 reportés étant liées aux coûts de fourniture, elles doivent donc être réparties  
10 selon le mode propre aux coûts de fourniture. L'ajustement tarifaire par  
11 catégorie de consommateurs, qui en découle, se répercutera sur quatre ans.



**ANNEXE 1 - IMPACT SUR LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS**

	décembre 2004	2004	2005	1 <sup>er</sup> janvier au 31 mars 2006	Total 1 <sup>er</sup> janvier 2004 au 31 mars 2006	
<b>Statu quo</b>						
<b>Ventes au tarif BT (GWh)</b>	276	1 839	1 857	772	4 468	
Revenu pour l'énergie consommée au tarif BT (¢/kWh)	3,47	3,45	3,47	3,47		
Coût réel d'approvisionnement incluant pertes (¢/kWh)	7,87	7,87	7,87	7,87		
<b>Déficit du Distributeur (M\$)</b>	12,1	81,3	81,7	34,0	196,9	
Coût reconnu d'approvisionnement incluant pertes (¢/kWh)	6,47	6,47	6,47	6,47		
<b>Compte de frais reportés (M\$)</b>	8,3	55,5	55,7	23,1	134,3	
<b>Proposition - Programme d'incitatif</b>						
<b>Effacement dû à la proposition (GWh)</b>	191	191	1 267	538	1 996	
<b>Ventes résiduelles au tarif BT (GWh)</b>	85	1 648	590	234	2 472	
<b>Déficit du Distributeur (M\$)</b>	47,5	116,5	26,6	10,4	153,5	
<b>Compte de frais reportés (M\$)</b>						
Approvisionnement (M\$)	2,5	49,7	17,7	7,0	74,4	63%
Coûts de l'incitatif pour 1,9 TWh à 2,25 ¢/kWh (M\$)	42,0	42,0			42,0	35%
Services conseils (M\$)	1,7	1,7	0,6	0,1	2,4	2%
Total (M\$)	46,3	93,4	18,3	7,1	118,8	100%
<b>Écart vs statu quo</b>						
Déficit du Distributeur (M\$)	35,3	35,3	-55,1	-23,6	-43,4	
Compte de frais reportés (M\$)	38,0	38,0	-37,4	-16,0	-15,5	

- 1 L'impact de 909 GWh de ventes avec l'incitatif financier sur 16 mois qui se
- 2 retrouve au tableau 9 correspond aux ventes de décembre 2004 + ventes de
- 3 l'année 2005 + ventes des mois de janvier, février et mars 2006 soit (85 GWh +
- 4 590 GWh + 234 GWh).