

**COMPTE DE FRAIS REPORTÉS
RELATIF AU TARIF BT**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	COÛT D'APPROVISIONNEMENT DE LA CLIENTÈLE AU TARIF BT	7
2.1	COÛT D'APPROVISIONNEMENT DU 1 ^{ER} DÉCEMBRE 2003 AU 30 NOVEMBRE 2004	7
2.2	COÛT D'APPROVISIONNEMENT DU 1 ^{ER} DÉCEMBRE 2004 AU 31 DÉCEMBRE 2004	8
2.3	COÛT D'APPROVISIONNEMENT DU 1 ^{ER} JANVIER AU 31 DÉCEMBRE 2005	9
3	ÉVOLUTION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS 2004 ET 2005.....	11
3.1	LES HYPOTHÈSES RETENUES.....	11
3.1.1	<i>Les volumes.....</i>	11
3.1.2	<i>Le prix de vente de l'énergie.....</i>	12
3.1.3	<i>L'ajustement des incitatifs financiers</i>	12
3.1.4	<i>Le coût d'approvisionnement.....</i>	14
3.2	COMPTE DE FRAIS REPORTÉS DU TARIF BT	14
3.2.1	<i>Déficit reconnu d'approvisionnement.....</i>	15
3.2.2	<i>Incitatif financier</i>	17
3.2.3	<i>Services conseils.....</i>	18

1 CONTEXTE

1 Le tarif BT étant reconnu comme un tarif de gestion de la consommation de
2 nature non patrimoniale, le Distributeur a conclu une entente avec
3 Hydro-Québec Production pour l'alimentation des clients au tarif BT pour la
4 période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004 à un prix de 7,3 ¢/kWh
5 majoré du taux de perte de 7,8 %. Dans le cadre du dossier R-3492-2002,
6 phase 2, le Distributeur a demandé à la Régie que soient versées dans un
7 compte de frais reportés les pertes associées à l'approvisionnement de la
8 clientèle du tarif bi-énergie commerciale, institutionnelle et industrielle (tarif BT).
9 Ces pertes sont égales à la différence entre le coût d'approvisionnement payé
10 par le Distributeur et le prix facturé pour cette énergie aux clients du tarif BT.

11 La Régie reconnaît dans la décision D-2004-47, le déficit résultant de la
12 différence entre les revenus de ventes de l'électricité aux clients du tarif BT et
13 un coût d'acquisition fixé à 6 ¢/kWh majoré du taux de perte de 7,8 %. Dans
14 cette même décision, elle autorise le Distributeur à créer un compte de frais
15 reportés hors base tarifaire, portant intérêt au taux moyen du coût en capital
16 dans lequel sera versé ce déficit pour la période allant du 1^{er} janvier 2004 au 31
17 mars 2004. Elle réserve sa décision sur l'utilisation de ce compte au-delà de
18 cette date et sur la répartition des sommes versées au compte de frais reportés
19 aux différentes catégories de consommateurs.

20 Lors du dépôt de la demande d'abrogation du tarif BT à compter du 1^{er} avril
21 2006 (demande R-3431-2004), le Distributeur a demandé que le compte de frais
22 reportés soit reconnu au-delà du 31 mars 2004 et qu'y soient versées, en plus
23 du déficit sur l'approvisionnement, les dépenses associées au paiement d'un
24 incitatif financier pour se retirer définitivement du tarif BT et celles relatives aux
25 services de support technique qui seront offerts à la clientèle du tarif BT.

1 Dans la décision D-2004-170 relative à la demande d'abrogation du tarif
2 BT(R-3531-2004), la Régie approuvait la demande du Distributeur d'abroger ce
3 tarif à compter du 1^{er} avril 2006 et permettait au Distributeur de comptabiliser à
4 même le compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2004-47 les
5 sommes suivantes :

- 6 • le déficit occasionné par l'écart entre le revenu de l'énergie vendue à ce
7 tarif et le coût d'approvisionnement reconnu par la Régie, majoré du taux
8 de pertes applicables, pour la période du 1^{er} avril 2004 au 31 mars 2006 ;
- 9 • les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier ;
- 10 • les dépenses associées aux services conseils dispensés à la clientèle du
11 tarif BT.

12 Le coût d'approvisionnement de 6 ¢/kWh reconnu par la Régie est valide jusqu'à
13 la fin de l'entente conclue avec le Producteur, soit le 30 novembre 2004. Au-
14 delà de cette date, le Distributeur devra faire reconnaître les nouveaux coûts
15 d'approvisionnement applicables à cette clientèle.

16 Le solde du compte portera intérêt au taux moyen du coût en capital du
17 Distributeur et sera amorti linéairement sur une période de 60 mois à compter
18 du 1^{er} avril 2006.

19 Dans sa décision D-2004-170, la Régie a pris également acte de l'engagement
20 du Distributeur de lui remettre un suivi annuel du compte de frais reportés et lui
21 demande de déposer ce rapport de suivi dans le cadre de son dossier tarifaire.
22 Dans ce rapport, le manque à gagner, l'incitatif, les coûts des services conseils
23 et les coûts afférents à la rémunération du compte au taux moyen du coût en
24 capital seront identifiés distinctement.

25 Le présent document vise à répondre à cet engagement par un examen détaillé
26 des différentes composantes du compte de frais reportés portant sur l'année de

1 base (2004) et sur l'année témoin projetée (2005). De façon plus spécifique, à
2 la section 2, le coût d'approvisionnement de la clientèle du tarif BT pour ces
3 deux années sera exposé et justifié en vue d'une reconnaissance par la Régie.
4 La section 3 établira les sommes versées et celles que le Distributeur anticipe
5 verser au compte de frais reportés pour les années 2004 et 2005 en incluant les
6 hypothèses relatives au volume de vente, au prix de vente, au coût de l'incitatif
7 et au budget alloué aux services conseils.

8

2 COÛT D'APPROVISIONNEMENT DE LA CLIENTÈLE AU TARIF BT

9 L'examen du coût d'approvisionnement de la clientèle du tarif BT pour les
10 années 2004 et 2005 comprend trois sous périodes :

- 11 • la période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004
- 12 • la période du 1^{er} décembre 2004 au 31 décembre 2004
- 13 • la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2005

2.1 Coût d'approvisionnement du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004

14 Dans sa décision D-2004-47, la Régie de l'énergie reconnaissait un coût
15 d'approvisionnement de 6 ¢/kWh pour l'alimentation des clients au tarif BT sur la
16 période de l'entente conclue entre le Distributeur et le Producteur, soit du 1^{er}
17 décembre 2003 au 30 novembre 2004. Ce coût ne permet cependant pas de
18 couvrir pleinement le coût d'acquisition prévu à l'entente de 7,3 ¢/kWh et le
19 Distributeur doit absorber sur la durée de l'entente un déficit de 1,3 ¢/kWh pour
20 tout kilowattheure destiné aux clients du tarif BT.

1 Pourtant, dans le cadre de la phase 2 de la demande R-3492-2002, le
2 Distributeur avait alors démontré que le prix prévu à l'entente était raisonnable.
3 La démonstration du Distributeur reposait sur la comparaison du prix de
4 l'entente avec trois signaux de prix. Compte tenu du fait qu'il n'existe pas de
5 produit similaire sur le marché, le Distributeur avait alors avancé que le prix de
6 l'entente était un prix centré lorsque comparé avec la fourchette de prix de
7 7 ¢/kWh à 7,3 ¢/kWh d'un produit cyclable, avec le prix de 7,2 ¢/kWh sur le
8 marché à terme de NEPOOL et finalement avec le prix dérivé de l'ordre de
9 8,2 ¢/kWh à 9,1 ¢/kWh d'un produit reposant sur l'utilisation d'une centrale à
10 cycle combiné. Ces comparaisons sont encore valables, exception faite du prix
11 sur le marché à terme qui demande une analyse plus spécifique.

12 Le Distributeur tient à réitérer la justesse de cette analyse.

2.2 Coût d'approvisionnement du 1^{er} décembre 2004 au 31 décembre 2004

13 Pour la période du 1^{er} décembre 2004 au 31 décembre 2004, il ressort des
14 contacts effectués auprès d'Hydro-Québec Production que cette dernière est
15 prête à prolonger d'un mois l'entente convenue en août 2003 et ce, au même
16 prix de 7,3 ¢/kWh applicable sur les volumes d'énergie destinés à la clientèle du
17 tarif BT, majoré d'un taux de perte de 7,8 %. Cependant, le volume d'énergie
18 maximale passe de 2,0 TWh à 2,2 TWh pour tenir compte du mois additionnel et
19 des aléas climatiques plus élevés en décembre. L'entente modifiée sur ces
20 bases est produite à la pièce HQD-6, document 2.

21 Le Distributeur est d'avis que le prix de l'entente de 7,3 ¢/kWh qu'il demandait à
22 la Régie de reconnaître, était raisonnable. Il l'est encore si l'on se fie sur les
23 résultats du premier appel d'offres de court terme lancé ce printemps pour

1 250 MW et 2,2 TWh/an. Le contrat a été signé au prix ferme de 5,7 ¢US/kWh,
2 soit 7,5 ¢Can/kWh¹.

3 Par ailleurs, dans la demande R-3490-2002, le Distributeur avait fait la
4 démonstration que la conclusion d'une entente avec le Producteur constituait la
5 meilleure solution pour alimenter la clientèle du tarif BT avant l'atteinte du
6 volume de l'électricité patrimoniale. Cette démonstration est encore valable
7 aujourd'hui dans le contexte où le Distributeur juge peu probable l'atteinte du
8 volume d'électricité patrimoniale d'ici à la fin de l'année 2004, à moins de
9 conditions climatiques sévères que l'on ne peut anticiper.

10 De plus, les caractéristiques de la charge, le profil de consommation et le mois
11 considéré contribuent à justifier que le Producteur alimente cette charge, un tel
12 produit n'existant pas sur le marché.

13 Dans ce contexte, le Distributeur demande donc à la Régie de lui reconnaître
14 pour la période du 1^{er} décembre au 31 décembre 2004 le prix de 7,3 ¢/kWh au
15 titre de l'approvisionnement de la clientèle au tarif BT.

2.3 Coût d'approvisionnement du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005

16 Pour le moment, le Distributeur ne prévoit pas atteindre le volume d'électricité
17 patrimoniale en 2004 en raison essentiellement d'une baisse ponctuelle de la
18 demande de quelques importants clients industriels. Toutefois, ce volume
19 devrait être dépassé en 2005. Dans ce contexte, le Distributeur le Distributeur
20 privilégie une gestion en bloc des différents besoins d'approvisionnement à
21 satisfaire au-delà du volume d'électricité patrimoniale. Cette gestion en bloc lui
22 permettra de disposer d'une certaine flexibilité dans ses opérations, d'optimiser
23 ses achats en temps réel et minimiser ses coûts d'approvisionnement,

¹ Dans l'ensemble de ce document, tous les prix ont été convertis sur la base du taux de change moyen de 1,315 \$Ca/\$US pour l'année 2005.

1 C'est pourquoi le Distributeur propose d'alimenter les clients au tarif BT à même
2 l'ensemble des achats qu'il envisage faire pour 2005. Tel que déjà souligné, la
3 meilleure référence pour des achats de court terme à ce jour ressort des
4 résultats du premier appel d'offres de court terme de 250 MW ou 2,2 TWh pour
5 lequel un prix de revient ferme de 5,7 ¢US/kWh ou 7,5 ¢Can/kWh a déjà été
6 évoqué. Le Distributeur prévoit également effectuer d'autres achats avec ou
7 sans appel d'offres sur les marchés de court terme pour combler les besoins
8 additionnels prévus en 2005. Sur la base du prix de revient du premier appel
9 d'offres et du prix que pourrait obtenir le Distributeur pour ses autres achats qui
10 seraient effectués en 2005, le prix de revient moyen serait globalement de
11 7,5 ¢/kWh.

12 Ce prix de 7,5 ¢/kWh est d'ailleurs utilisé dans l'évaluation des coûts
13 d'approvisionnements du Distributeur pour l'année témoin 2005. Il s'applique
14 donc à l'ensemble des catégories de consommateurs pour les besoins au-delà
15 de l'électricité patrimoniale, incluant les besoins du tarif BT.

16 Compte tenu des caractéristiques des besoins de ce tarif BT - l'imprévisibilité
17 des besoins de chauffage, sa présence à la pointe pendant les mois d'hiver - le
18 prix de 7,5 ¢Can/kWh sous-estime le prix que le Distributeur paierait si il n'avait
19 que les besoins de ce tarif à combler. En hiver, les journées où les besoins pour
20 les clients du tarif BT sont plus élevés coïncident vraisemblablement avec des
21 journées où les besoins sont également plus élevés sur les marchés où ces
22 produits seraient achetés. Par ailleurs, l'ajout d'une demande pour des
23 quantités de 600 MW en hiver (correspondant à la puissance maximale du BT)
24 pourrait impliquer une hausse du prix.

25 De plus, la Régie dans sa décision D-2004-170 a décidé d'imputer le solde du
26 compte de frais reportés à l'ensemble des catégories de consommateurs, en
27 pourcentage des revenus que chaque catégorie procure au Distributeur. Ce
28 faisant, les mêmes consommateurs supporteront la facture associée à

1 l'alimentation du tarif BT. Ainsi, l'utilisation d'un coût moyen de 7,5 ¢/kWh pour
2 cette clientèle n'introduit pas de conséquences significatives sur la répartition
3 des coûts d'approvisionnement.

4 Finalement, le déficit associé aux approvisionnements du tarif BT à être imputé
5 au compte de frais reportés (CFR) reflètera l'écart entre les coûts réels
6 d'approvisionnement et la portion énergie du tarif, faisant en sorte que tout écart
7 de prix par rapport au 7,5 ¢/kWh sera versé dans le CFR.

8 En ce sens, le Distributeur demande à la Régie de reconnaître pour la période
9 du 1er janvier au 31 décembre 2005, le prix de 7,5 ¢/kWh comme coût
10 d'approvisionnement de la clientèle au tarif BT.

3 ÉVOLUTION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS 2004 ET 2005

3.1 Les hypothèses retenues

3.1.1 Les volumes

11 Les volumes de ventes dans le contexte de l'abrogation du tarif BT au 1^{er} avril
12 2006 figurent au tableau 1 suivant.

1
2
3

TABLEAU 1
VOLUMES DES VENTES
(GWh)

Années	Historique	De base	Témoin projetée
	2003	2004	2005
Ventes – tarif BT			
Ventes initiales avant abrogation	1 631	1 801	1 884
Ventes résiduelles -Scénario d'abrogation	1 631	1 657	985
Diminution des ventes - tarif BT	-	144	899
Impact – autres tarifs (GWh)			
Transferts vers les tarifs D, G, ou M		4	65
Tarif de transition (producteurs en serres faisant usage de photosynthèse)			33
Diminution totale des ventes - tarif BT	--	140	801

3.1.2 Le prix de vente de l'énergie

4 L'estimation des revenus des ventes est effectuée sur la base du prix du tarif BT
5 en vigueur pour la période évaluée. Ainsi, pour la période du 1^{er} janvier au
6 31 mars 2004, le prix en vigueur est de 3,42 ¢/kWh alors que pour la période du
7 1^{er} avril 2004 au 31 décembre 2005, il s'établit à 3,47 ¢/kWh.

3.1.3 L'ajustement des incitatifs financiers

8 Dans sa décision D-2004-170, la Régie de l'énergie a accepté la proposition du
9 Distributeur d'offrir aux clients du tarif BT un incitatif financier pour qu'ils se
10 retirent définitivement de ce tarif et transfèrent leur charge vers un combustible
11 alternatif ou un tarif général approprié. Le Distributeur avait alors proposé deux
12 niveaux d'incitatif. Le premier incitatif, à 2,25 ¢/kWh s'adressait aux clients qui

1 se retireront du tarif BT dès le 1^{er} décembre 2004 et le second niveau d'incitatif,
 2 à 1,75 ¢/kWh s'adressait aux clients qui se retireront du tarif BT après le 1^{er}
 3 décembre 2004 jusqu'au 1^{er} avril 2005. Ces incitatifs financiers, qui sont fonction
 4 du prix du mazout, ont été ajustés conformément à la proposition du Distributeur
 5 telle qu'elle apparaît à la section 5.3.1 de la demande R-3531-2004, et acceptée
 6 par la Régie dans sa décision D-2004-170. Le tableau suivant présente les
 7 paramètres et la méthodologie qui ont été employés pour ajuster l'incitatif de
 8 2,25 ¢/kWh à 2,9 ¢/kWh pour un retrait au 1^{er} décembre 2004 et de 1,75 ¢/kWh
 9 à 2,4 ¢/kWh pour un retrait entre le 1^{er} décembre 2004 et le 1^{er} avril 2005.

10
11

**TABLEAU 2
CALCUL DE L'INCITATIF FINANCIER**

Période	Valeur de l'incitatif	Calcul détaillé
Au 1 ^{er} déc. 2004	2,90 ¢/kWh	2,25 ¢/kWh + ((43,05 ¢/litre (Prix moyen de l'huile no.2 à la rampe de Montréal au mois d'août 2004) - 38,12 ¢/litre) / 7,56 ¹)
Du 2 déc. 2004 au 1 ^{er} avril 2005:	2,40 ¢/kWh	1,75 ¢/kWh + (43,05 ¢/litre (Prix moyen de l'huile no.2 à la rampe de Montréal au mois d'août 2004) - 38,12 ¢/litre) / 7,56 ¹)

12 1 : Ce montant représente le facteur de conversion permettant de convertir un litre de mazout no.2 en kWh en tenant
 13 compte d'un rendement énergétique moyen de 70 % pour le mazout no. 2 par rapport à l'électricité. Ainsi, et sachant que
 14 la valeur calorifique d'un litre de mazout no. 2 est égale à 10,8 fois celle d'un kWh à 100 % d'efficacité. On obtient donc
 15 le facteur d'équivalence de 7,56 en multipliant 10,8 par le rendement énergétique estimé de 70 % pour le mazout no. 2.

3.1.4 Le coût d'approvisionnement

1 Dans sa décision D-2004-47, la Régie de l'énergie reconnaissait un coût
2 d'approvisionnement de 6,0 ¢/kWh pour l'alimentation des clients au tarif BT
3 pour la période du 1^{er} décembre 2003 au 30 novembre 2004. Dans la présente
4 cause, le Distributeur demande à la Régie de reconnaître de nouveaux coûts
5 d'approvisionnement pour la période du 1^{er} décembre 2004 au 31 décembre
6 2005. Ces nouveaux coûts proposés sont justifiés à la section 2 de cette pièce
7 et ont été utilisés dans le calcul de l'évaluation du manque à gagner imputable
8 aux ventes du tarif BT pour les périodes concernées. Ainsi, pour la période du
9 1^{er} décembre au 31 décembre 2004, le coût utilisé est de 7,3 ¢/kWh et pour la
10 période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2005, ce coût est de 7,5 ¢/kWh.

3.2 Compte de frais reportés du tarif BT

11 Le tableau suivant présente, sur la base des ventes projetées au tarif BT pour
12 2004 et 2005, une évaluation des sommes qui seront versées au compte de
13 frais reportés. Les montants associés au déficit reconnu d'approvisionnement,
14 au versement de l'incitatif financier et aux services conseils dispensés aux
15 clients du tarif BT sont cumulés dans ce compte et portent intérêt au taux moyen
16 du coût en capital du Distributeur à partir du moment de leur inscription jusqu'au
17 31 mars 2006. Le solde cumulatif du compte sera amorti linéairement sur une
18 période de 60 mois à compter du 1^{er} avril 2006, tel que décidé par la Régie.

1
2

**TABLEAU 3
COMPTE DE FRAIS REPORTÉS DU TARIF BT (M\$)**

	Année historique 2003	Année de base 2004	Année témoin 2005	Solde du compte prévu au 31 décembre 2005
Déficit	-	52,0	45,1	97,1
Incitatif financier	-	33,5	3,7	37,2
Services conseils	-	1,2	1,1	2,3
Total	-	86,7	49,9	136,6
Intérêts ⁽¹⁾	-	2,8	10,7	13,5
TOTAL - FRAIS REPORTÉS	-	89,5	60,6	150,1

(1) : Le taux moyen du coût en capital utilisé est de 7,989 % en 2004 et de 8,670 % en 2005.

3
4

3.2.1 Déficit reconnu d'approvisionnement

5 Les tableaux suivants présentent pour les années 2004 et 2005 le manque à
6 gagner imputable aux ventes du tarif BT sur la base du coût
7 d'approvisionnement reconnu par la Régie pour la période du 1^{er} janvier au 30
8 novembre 2004, et sur la base du coût à reconnaître par la Régie pour les
9 années subséquentes. Ce déficit résulte de l'écart entre le revenu des ventes au
10 tarif BT et le coût d'approvisionnement reconnu de ces ventes majorées des
11 pertes.

12 Pour les fins d'évaluation des revenus associés à l'approvisionnement, le prix de
13 l'énergie a été maintenu au prix en vigueur de 3,47 ¢/kWh.

1
2
3

TABLEAU 4
DÉFICIT – COÛTS D'APPROVISIONNEMENT (M\$)
ANNÉE 2004

	Janvier à mars	Avril à novembre	Décembre	Total
<i>Revenus associés à l'approvisionnement</i>				
Ventes en GWh	696	820	141	1 657
Prix de l'énergie en ¢/kWh	3,42	3,47	3,47	
Total	23,8	28,4	4,9	57,1
<i>Coût d'approvisionnement</i>				
Ventes en GWh	696	820	141	1 657
Taux de perte (%)	7,8	7,8	7,8	
Ventes majorées (MWh)	750	884	152	1 786
Coût unitaire en ¢/kWh	6,00	6,00	7,30	
Total	45,0	53,0	11,1	109,1
DÉFICIT	21,2	24,6	6,2	52,0

4

1
2
3

TABLEAU 5
DÉFICIT – COÛTS D'APPROVISIONNEMENT (M\$)
ANNÉE 2005

	Total
Revenus associés à l'approvisionnement	
Ventes en GWh	985
Prix de l'énergie en ¢/kWh	3,47
Total	34,3
Coût d'approvisionnement	
Ventes en GWh	985
Taux de perte (%)	7,5
Ventes majorées (MWh)	1 059
Coût unitaire en ¢/kWh	7,50
Total	79,4
DÉFICIT	45,1

4

3.2.2 Incitatif financier

5 L'écart observé entre les frais reportés présentés au tableau 4 et ceux
6 présentés à l'annexe 1 de la demande R-3531-2004 du Distributeur s'explique
7 essentiellement par l'impact de l'ajustement des incitatifs en fonction des prix
8 affichés de l'huile no. 2 à la rampe de chargement de Montréal au cours du mois
9 d'août 2004. En effet, et bien que le montant unitaire des incitatifs offerts soit
10 plus élevé que celui initialement prévu, celui-ci génère une économie moyenne
11 plus faible pour la clientèle visée, celle-ci passant notamment de 25% à 15 %
12 pour les retraits à compter du 1^{er} décembre, en prenant pour hypothèse que la

1 base de calcul utilisée par les clients soit la moyenne des prix affichés au mois
2 d'août et non pas celle utilisée par le Distributeur dans sa demande initiale.

3 Ainsi, le Distributeur anticipe une baisse du taux de transfert des GWh - tarif BT
4 de 69 % à 47 %, ce qui se traduit par une révision à la baisse de la charge
5 "rachetée" à 1,3 TWh au lieu des 1,9 TWh prévus initialement. Le coût total de
6 l'incitatif passe donc de 42,0 M\$ à 37,2 M\$.

7 Le Distributeur s'attend à ce que la majeure partie des versements des incitatifs
8 soient demandés pour le 1^{er} décembre 2004. En 2005, une provision
9 équivalente à 10 % du coût total de l'incitatif, soit 3,7 M\$, a été prévue pour les
10 clients qui se prévaudront de l'offre réduite d'incitatif entre le 1^{er} décembre 2004
11 et le 1^{er} avril 2005.

12 **TABLEAU 6**
13 **COÛTS DE L'INCITATIF FINANCIER**

	Année historique 2003	Année de base 2004	Année témoin 2005	Total
"Rachats" (en GWh) ¹		1 155	155	1 310
Coûts de l'incitatif à 2,9 ¢/kWh (M\$)		33,5	3,7	37,2

14 1 : L'incitatif sera versé pour les kWh non consommés (rachetés) dont la mesure sera basée sur la consommation
15 historique du client pour une période équivalente. La description complète de la méthode de calcul apparaît à la section
16 5.2 de la demande R-3531-2004 du Distributeur.

3.2.3 Services conseils

17 Les services conseils s'inscrivent dans le cadre d'un programme de soutien
18 technique adapté aux besoins de la clientèle et ces services seront offerts
19 jusqu'en avril 2006, soit à l'abrogation du tarif BT. Ce programme permettra de
20 réaliser quelque 800 études techniques personnalisées, lesquelles seront

1 réalisées principalement par le biais de mandats experts. La diffusion de
 2 gabarits d'aide à la décision et de guides techniques destinés tantôt à la
 3 clientèle, tantôt au personnel qualifié de la force commerciale du Distributeur
 4 viendront compléter le programme de support technique. Les frais de
 5 développement du matériel de support et de communication ainsi que la gestion
 6 du programme seront également couverts par cette rubrique. Les montants
 7 prévus pour ces services respectent l'enveloppe de 2,4 M\$ accordés par la
 8 Régie dans la décision D-2004-170.

9
10

TABLEAU 7
COÛTS DE GESTION DU PROGRAMME (EN MILLIERS DE \$)

	Année historique 2003	Année de base 2004	Année témoin 2005
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
Réalisation des études techniques chez la clientèle		1 000	1 000
Total		1 200	1 100

11