

**MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DU SERVICE DU
DISTRIBUTEUR**

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE.....	5
2	APPROVISIONNEMENT	7
3	BRANCHEMENT.....	10
4	PARTAGE DU COÛT DES LIGNES DU RÉSEAU EN MOYENNE ET BASSE TENSION.....	11
5	AJUSTEMENT DE LA COMPOSANTE ABONNEMENT DU RÉSEAU DE TAILLE MINIMALE	15
6	DÉGROUPEMENT DE LA FONCTION « GESTION DES ABONNEMENTS »	17
6.1	RELÈVE DES COMPTEURS.....	18
6.2	FACTURATION.....	18
6.3	ENCAISSEMENT.....	18
6.4	RECOUVREMENT.....	19
6.5	SUBTILISATION.....	19
6.6	RÉPONSE TÉLÉPHONIQUE.....	19
6.7	PLAINTES ET RÉCLAMATIONS	20
6.8	RELATIONS AVEC LE MILIEU	20
7	FONCTION « AUTRES » PLUS DÉTAILLÉE.....	20
8	TRAITEMENT DU COÛT DU PGEÉ.....	21

1 CONTEXTE

1 La répartition du coût du service du Distributeur par catégorie de
2 consommateurs est réalisée selon la méthode approuvée par la Régie de
3 l'énergie dans sa décision D-2003-93, relative à la phase 1 du présent dossier.

4 Dans sa décision, la Régie « *accepte globalement comme étant conforme aux*
5 *règles de l'art, la méthodologie proposée par le Distributeur, ainsi que les*
6 *fonctions auxquelles les coûts sont rattachés¹.* » La Régie constate que le
7 processus méthodologique proposé par le Distributeur correspond à celui
8 généralement utilisé par les entreprises d'électricité, qui prévoit trois étapes, soit
9 le classement des coûts par fonction, le classement par composante et la
10 répartition entre les catégories de consommateurs.

11 La Régie a néanmoins demandé au Distributeur d'apporter certaines
12 modifications à la méthode proposée.

13 Dans sa décision, la Régie estime « *qu'un arbitrage judicieux doit être fait entre*
14 *le niveau d'analyse de la causalité des coûts qui peut, à l'extrême, susciter des*
15 *difficultés de calcul et la simplicité des méthodes qui, sans autre considération,*
16 *pourrait engendrer un biais méthodologique important. La méthodologie*
17 *d'allocation des coûts doit refléter un niveau de précision suffisant, tout en*
18 *tenant compte de la disponibilité des données. À cet effet, la Régie privilégie*
19 *une allocation directe des coûts chaque fois que les données le permettent et*
20 *que l'exercice n'exige pas d'efforts démesurés².* »

¹ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, Sommaire exécutif, page 5.

² Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 144.

1 En ce sens, la Régie « *demande au Distributeur d'affiner ou, le cas échéant, de*
2 *modifier certaines des méthodes proposées dès que les données de base*
3 *deviennent disponibles*³. »

4 Plus spécifiquement, les modifications demandées par la Régie portent sur :

- 5 • l'approvisionnement ;
- 6 • le branchement ;
- 7 • le partage du coût des lignes du réseau en moyenne et basse tension ;
- 8 • l'ajustement de la composante abonnement du réseau de taille minimale ;
- 9 • le dégroupement de la fonction « Gestion des abonnements ».

10 D'autre part, le Distributeur propose certaines modifications additionnelles
11 relatives à la répartition du coût de la fonction « Autres » qui prend en compte
12 des commentaires reçus en phase 1.

13 Finalement, suite à l'approbation du Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ),
14 le Distributeur propose une méthode de répartition spécifique du coût de ce
15 programme.

16 Le présent document fait donc état des changements apportés à la méthode
17 pour tenir compte des recommandations de la Régie. De même, le calcul du
18 coût du service du Distributeur réparti par catégorie de consommateur est établi
19 pour les années 2002, 2003 et 2004 afin de mesurer la situation
20 d'interfinancement telle que demandée par la Régie⁴.

³ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 144.

⁴ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 194.

1 Les résultats détaillés de la répartition du coût du service du Distributeur pour
2 les trois années demandées sont produits aux pièces suivantes :

- 3 • HQD-8, Document 2, Répartition du coût du service de l'année historique
4 2002 ;
- 5 • HQD-8, Document 3, Répartition du coût du service de l'année de base
6 2003 ;
- 7 • HQD-8, Document 4, Répartition du coût du service de l'année témoin
8 projetée 2004.

9 À l'intérieur de chacun de ces documents, les tableaux 1 à 34 présentent les
10 résultats détaillés de la méthode de répartition par catégorie de consommateurs.
11 Chaque document comporte 3 annexes. L'annexe 1 (tab. 35 et 36) présente les
12 calculs servant à l'établissement du coût des branchements. L'annexe 2 (tab. 37
13 à 42) expose les calculs servant à partager la valeur des immobilisations des
14 lignes du réseau de distribution selon les niveaux de tension. Enfin, l'étude du
15 réseau de taille minimale servant à établir la portion abonnement du réseau de
16 distribution se trouve à l'annexe 3 (tab. 43 à 47).

2 APPROVISIONNEMENT

17 La fonction « Production » regroupe les approvisionnements en électricité que le
18 Distributeur doit acquérir pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui
19 comprend le coût d'approvisionnement associé au volume d'électricité
20 patrimoniale et l'alimentation des clients des tarifs de gestion de la
21 consommation et d'énergie de secours.

22 Le volume annuel de consommation d'électricité patrimoniale correspond au
23 volume de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de

1 165 TWh excluant les volumes des tarifs de gestion de la consommation,
2 d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes ou approvisionnés à
3 partir de blocs d'énergie déterminés par le gouvernement. Le volume de
4 consommation patrimoniale est de 156,4 TWh en 2002 et la prévision est de
5 162,6 TWh et de 164,1 TWh pour 2003 et 2004.

6 Tel que stipulé au premier alinéa de l'article 52.2 de la Loi, le coût de fourniture
7 de l'électricité patrimoniale est réparti pour les catégories de consommateurs
8 selon leurs caractéristiques de consommation, soit leurs facteurs d'utilisation et
9 leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

10 Pour l'année 2002, les coûts unitaires de chacune des catégories correspondent
11 à ceux approuvés par la Régie dans sa décision⁵. En ce qui concerne les
12 contrats spéciaux qui font également partie de la consommation patrimoniale, le
13 coût de fourniture applicable est établi de façon résiduelle, tel que le prévoit
14 l'article 52.2 de la Loi. Les coûts du service de transport, de prestation des
15 activités de distribution et de service à la clientèle, estimés selon la présente
16 méthode de répartition, sont déduits du revenu pour les contrats spéciaux. Pour
17 les années 2003 et 2004, la mise à jour du coût de fourniture de l'électricité
18 patrimoniale par catégorie de consommateurs est effectuée conformément à la
19 méthode de répartition du coût de fourniture reconnue par la Régie dans sa
20 décision⁶. Les données sont disponibles au tableau 8 (HQD-8, Doc. 1, 2 et 3,
21 page 14).

22 La Régie considère « *que le coût de l'électricité patrimoniale doit être établi, en*
23 *vertu du deuxième alinéa de l'article 52.2 par l'addition des produits du volume*
24 *de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateur par le*
25 *coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs, selon la mise à*

⁵ Décision D-2002-221, dossier R-3477-2001, page 15.

⁶ Décision D-2002-221, dossier R-3477-2001, page 16.

1 *jour la plus récente de l'Annexe I de la Loi, et non par le produit de l'ensemble*
2 *du volume vendu par le coût moyen de 2,79 ¢/kWh⁷ ... »*

3 En conformité avec la décision de la Régie, le coût réel d'approvisionnement en
4 électricité patrimoniale correspond à la somme du produit des ventes par le coût
5 de fourniture pour chacune des catégories de consommateurs et ne fait plus
6 l'objet d'ajustement pour tout écart avec le coût unitaire global de 2,79 ¢/kWh.

7 Par ailleurs, la Régie demande aussi au Distributeur de « *fournir, lors de la*
8 *phase 2 du présent dossier, les données disponibles relatives aux profils de*
9 *consommation des catégories de clients associées à chacun des tarifs de*
10 *gestion de la consommation. Le Distributeur devra préciser dans chacun de ces*
11 *cas la puissance ou l'énergie pouvant être interrompue, ainsi que les périodes*
12 *d'interruption⁸. »*

13 Selon la Loi, les volumes de consommation d'électricité associés aux tarifs de
14 gestion de la consommation ou d'énergie de secours et ceux alloués aux
15 réseaux autonomes sont exclus du volume de consommation patrimoniale. Les
16 tarifs de gestion de la consommation sont le BT, le LC, le LR et le MR.

17 Le Distributeur n'a aucun client au tarif LC. Dans le cas du tarif LR, il n'y a pas
18 de consommation marginale puisque les clients maintiennent leur
19 consommation au niveau de leur consommation de référence. Pour le tarif MR,
20 le coût de fourniture en 2002 est établi à 5,90 ¢/kWh selon les conditions du
21 marché pour un volume de consommation marginale de 5 GWh. Vu le maintien
22 de la consommation près de la consommation de référence et le très faible
23 nombre d'abonnements à ce tarif, aucune consommation reliée à ce tarif n'est
24 prévue en 2003 et 2004.

⁷ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, pages 20 et 21.

⁸ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, pages 147 et 148.

1 Pour le tarif BT, le prix de l'approvisionnement en électricité est maintenu à
2 3,32 ¢/kWh jusqu'au 30 novembre 2003. Pour les fins de la répartition du coût
3 du service, le prix d'approvisionnement à compter du 1^{er} décembre 2003 a été
4 fixé à 7,50 ¢/kWh, même si à ce stade-ci le prix d'approvisionnement n'a pas
5 encore été conclu avec le Producteur. Des négociations entre Hydro-Québec
6 Distribution et Hydro-Québec Production sont en cours en vue de convenir du
7 prix d'approvisionnement du tarif BT par le Producteur à partir du 1^{er} décembre
8 2003.

9 En ce qui concerne les profils de consommation du tarif BT, la situation a évolué
10 par rapport au dossier de la phase 1. En théorie, le tarif BT pourrait représenter
11 un potentiel d'interruption significatif et dans les limites fixées par
12 l'opérationnalité des systèmes bi-énergie en place. De façon pratique, les
13 moyens techniques ne sont pas en place pour pouvoir utiliser cette capacité
14 d'interruption. Néanmoins, pour les fins de représentation du coût du
15 Distributeur, le traitement présuppose un effacement de la charge.

16 Pour les tarifs LD et LP, qui sont des tarifs d'énergie de secours pour les clients
17 de 5 000 kW et plus, le prix moyen d'approvisionnement en électricité pour les
18 années 2002, 2003 et 2004 est respectivement de 4,32 ¢/kWh, 4,29 ¢/kWh et
19 4,30 ¢/kWh.

3 BRANCHEMENT

20 Dans la méthode proposée par le Distributeur en phase 1, la valeur des
21 branchements était calculée à partir des équipements de plus petite taille et ne
22 prenait pas en compte les différences de coûts liées au niveau de tension des
23 équipements. Dans sa décision, la Régie recommande pour la phase 2 d'ajuster
24 la valeur des branchements en considérant la valeur des branchements installés

1 sur le réseau sur la base de la méthode de calcul utilisée dans la réponse du
2 Distributeur à son engagement numéro 7⁹.

3 Les calculs pour établir la valeur des branchements sont présentés à l'annexe 1
4 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, pages 43 et 44). La valeur de remplacement des
5 branchements est établie en considérant le nombre de branchements installés
6 et le coût unitaire de remplacement moyen des différents types de
7 branchements utilisés. Les coûts unitaires sont calculés pour les années 2002 et
8 2003 à partir des coûts d'achat auprès des fournisseurs, des frais d'ingénierie,
9 de main-d'œuvre, de construction et de matériel. Pour l'année 2004, les coûts
10 unitaires sont augmentés pour tenir compte de l'inflation. La valeur de
11 remplacement est ramenée aux coûts historiques en tenant compte de l'âge
12 moyen des équipements et de l'indice Handy-Whitman pour les câbles et
13 conducteurs. La valeur nette est ensuite établie en effectuant le rapport entre la
14 valeur nette et la valeur brute des lignes aériennes et souterraines pour chacune
15 des années.

16 La valeur des branchements est prise en compte dans la base de tarification
17 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4 page 8) et dans le réseau de taille minimale (HQD-8,
18 Doc. 2, 3 et 4, page 57). La répartition aux catégories de consommateurs est
19 basée sur la valeur pondérée de ces branchements (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4,
20 pages 16, 17 et 18). Cette modification intègre la recommandation formulée par
21 la Régie dans sa décision¹⁰.

4 PARTAGE DU COÛT DES LIGNES DU RÉSEAU EN MOYENNE ET BASSE TENSION

22 Pour la répartition des coûts entre la moyenne et la basse tension, la méthode
23 proposée par le Distributeur lors de la phase 1 était basée sur les proportions

⁹ HQD-12, Document 4.1.3.

¹⁰ Décision D-2002-93, dossier R-3492-2002, page 155.

1 observées sur le réseau de taille minimale. Pour la phase 2 du dossier, la Régie
2 demande au Distributeur « *de soumettre, à l'aide des données disponibles, une*
3 *méthode alternative reflétant davantage les liens de causalité pour répartir les*
4 *coûts entre la basse et la moyenne tension*¹¹ . »

5 Les systèmes comptables ne permettent pas d'identifier de façon distincte les
6 valeurs au registre des immobilisations pour la moyenne et la basse tension.
7 Des efforts pouvant être qualifiés de « démesurés »¹² seraient nécessaires pour
8 rectifier la situation. Le Distributeur propose plutôt une méthode alternative pour
9 estimer la valeur du réseau de distribution par tension développée à partir des
10 données disponibles. Le partage entre la moyenne et la basse tension est
11 effectué à partir des coûts des principaux équipements par niveau de tension
12 installés sur le réseau, c'est-à-dire les poteaux, les câbles et conducteurs et les
13 transformateurs, les composantes accessoires étant réparties dans les mêmes
14 proportions que les composantes principales auxquelles elles se rattachent.

15 Cette estimation des coûts des principaux équipements par niveau de tension
16 est établie à partir d'un échantillon d'équipements du réseau de distribution. Cet
17 échantillonnage correspond aux équipements installés durant la période 1999-
18 2002. Cette façon de procéder par échantillon est tirée du manuel de répartition
19 de NARUC¹³ qui propose une piste de solution pour les entreprises qui ne
20 possèdent pas d'information par niveau de tension.

21 Ainsi le nombre de poteaux installés sur le réseau pour la période 1999-2002
22 est présenté au tableau 39 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 49). Les différents
23 types de poteaux sont regroupés en quatre catégories en vue de déterminer les
24 coûts unitaires moyens relatifs à chacun des types de poteaux utilisés sur le

¹¹ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 156.

¹² Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 144.

¹³ National Association of Regulatory Utility Commissioners, Electric Utility Cost Allocation Manual, 1973, pages 60 et 61.

1 réseau pour la période 1999-2002, soit les poteaux exclusifs avec et sans
2 transformateur et les poteaux communs avec et sans transformateur.

3 Les coûts unitaires de chaque catégorie de poteaux sont établis à partir de la
4 valeur moyenne des équipements installés sur le réseau. Les coûts unitaires
5 comprennent les coûts d'achat auprès des fournisseurs, les frais d'ingénierie, de
6 main-d'œuvre, de construction et de matériel. Pour les années 2002 et 2003, les
7 coûts unitaires sont établis sur cette base. Pour l'année 2004, les coûts de 2003
8 sont majorés de l'inflation.

9 Le nombre total de poteaux au 31 décembre 2002 est de 2 469 522. Ce nombre
10 est réparti par niveau de tension au prorata du nombre de kilomètres-circuits
11 respectivement en moyenne et basse tension. Sur le réseau moyenne tension
12 seulement qui s'étend sur 73 664 km-circuits, 1 848 889 poteaux sont installés
13 et sur le réseau commun en moyenne et basse tension qui couvre 23 662 km-
14 circuits, le nombre de poteaux est estimé à 620 633 poteaux. La répartition
15 selon le type de propriétaire est déterminée en appliquant la répartition
16 observée à l'ensemble du réseau, soit 22,0 % pour les poteaux exclusifs à
17 Hydro-Québec, 48,4 % pour les poteaux partagés avec les autres compagnies
18 et 29,6 % pour les poteaux appartenant aux autres compagnies. Le nombre de
19 poteaux supportant un transformateur est égal au nombre de transformateurs
20 installés. La répartition des poteaux avec transformateur selon le type de
21 propriétaire est la même que celle des poteaux sans transformateur.

22 La multiplication du nombre de poteaux par le coût unitaire de chaque catégorie
23 de poteaux de l'échantillon permet d'établir les proportions moyenne et basse
24 tension applicables à la valeur au registre comptable. Les valeurs obtenues
25 fixent la proportion des poteaux en basse tension à 12,9 % pour chacune des
26 trois années (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 48).

1 En ce qui concerne les câbles, les tableaux 41 et 42 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4,
2 pages 51 et 52) font état de ce qui a été installé sur le réseau durant la période
3 1999-2002. Les câbles sont identifiés en fonction du niveau de tension selon le
4 type de câbles installés.

5 La valeur de remplacement des câbles pour les années 2002, 2003 et 2004 est
6 déterminée en considérant les coûts unitaires d'investissements pour chacune
7 des années. Pour 2002 et 2003, les coûts unitaires comprennent les coûts
8 d'achat auprès des fournisseurs, les frais d'ingénierie, de main-d'œuvre, de
9 construction et de matériel. Pour 2004, les coûts 2003 sont majorés pour tenir
10 compte de l'inflation. Les proportions relatives à la basse tension calculées à
11 partir de la valeur des équipements pour les années 2002, 2003 et 2004 sont
12 respectivement de 11,1 %, 10,7 % et 10,7 % pour les câbles aériens. Pour le
13 réseau souterrain, les proportions sont respectivement de 21,1 %, 21,6 % et
14 21,6 % telles qu'indiquées au tableau 40 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 50).

15 Pour les transformateurs, l'exercice par échantillonnage n'est pas nécessaire
16 puisque la composante est exclusivement associée à la basse tension. Enfin, la
17 valeur des équipements accessoires du registre des immobilisations est répartie
18 selon le facteur de classement des catégories auxquelles ces éléments sont
19 associés. Le tableau 37 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 47) présente les
20 hypothèses d'attribution et les résultats.

21 Pour les années 2002, 2003 et 2004, la proportion du réseau basse tension
22 aérien est respectivement de 36,6 %, 36,5 % et 36,4 %. Pour le souterrain, la
23 proportion est respectivement de 34,0 %, 34,3 % et 34,2 %. Ces résultats sont
24 utilisés pour établir le partage moyenne et basse tension des lignes aériennes et
25 souterraines de la base de tarification. Ils sont également intégrés à l'étude du
26 réseau de taille minimale.

5 AJUSTEMENT DE LA COMPOSANTE ABONNEMENT DU RÉSEAU DE TAILLE MINIMALE

1 La Régie accepte la méthode du réseau de taille minimale pour répartir les
2 coûts du réseau de distribution entre les composantes puissance et
3 abonnement. La Régie « *demande néanmoins au Distributeur de prendre en*
4 *compte une puissance de 1 kW par abonné sur son réseau de taille minimale*
5 *dans le classement des coûts du Distributeur entre les composantes*
6 *"Puissance" et "Abonnement"*¹⁴. »

7 Des modifications sont apportées à la méthodologie pour tenir compte d'une
8 part du partage en moyenne et basse tension calculé sur l'ensemble du réseau
9 de distribution et d'autre part pour tenir compte d'une puissance de 1 kW par
10 abonné dans le classement des coûts du Distributeur entre les composantes
11 puissance et abonnement.

12 Pour répondre aux exigences de la Régie, le Distributeur propose une méthode
13 qui emprunte à la deuxième méthode généralement reconnue, à savoir du coût
14 fixe extrapolé, la façon d'ajuster la valeur calculée pour la méthode du réseau
15 de taille minimale initialement proposée par le Distributeur.

16 En prenant pour hypothèse que le réseau de taille minimale du Distributeur
17 correspondrait à une capacité minimale de 1 kVA par abonné, la méthode
18 d'ajustement proposée vient réduire la valeur du réseau de taille minimale en
19 déterminant le coût de la composante abonnement correspondant à une
20 puissance nulle. La valeur ajustée de la composante abonnement est
21 déterminée par la technique utilisée dans la méthode de la valeur fixe
22 extrapolée, à savoir par régression linéaire à partir de l'équation suivante :

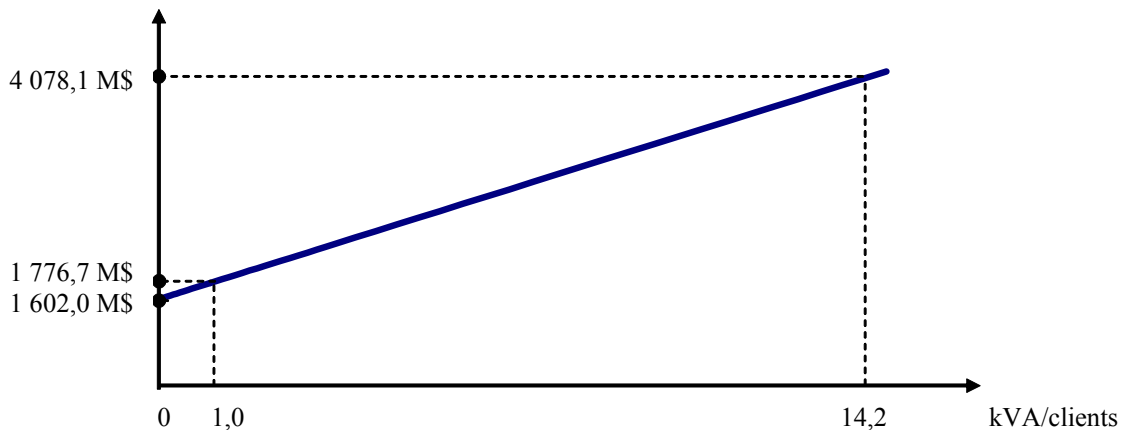
¹⁴ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, Sommaire exécutif, page 5.

1 $y = b + mx$

2 où y = valeur du réseau

3 x = capacité du réseau par client

4 En considérant que le réseau de distribution possède une capacité de 14,2 kVA
5 par abonné et compte tenu de la valeur du réseau actuel et du réseau de taille
6 minimale, la valeur du réseau aérien de taille minimale excluant le 1 kVA par
7 abonné serait de 1 602,0 M\$ pour l'année 2004. Le même exercice est appliqué
8 au réseau souterrain qui donne une valeur ajustée de 171,8 M\$. Le graphique
9 suivant illustre l'ajustement proposé pour la composante abonnement du réseau
10 aérien.



11 Dans l'ensemble, l'ajustement proposé réduit la portion de la composante
12 abonnement entre 4 % et 5 %, ce qui donne par exemple un taux de 29,2 %
13 plutôt que de 34,2 % pour le réseau de distribution en 2004.

6 DÉGROUPEMENT DE LA FONCTION « GESTION DES ABONNEMENTS »

1 Pour la fonction « Gestion des abonnements », la Régie considère « *que la*
2 *cause des coûts peut varier selon les activités de cette sous-fonction,*
3 *notamment pour ce qui est de la facturation et encaissement et de la relève des*
4 *compteurs*¹⁵. » En conséquence, la Régie demande au Distributeur de
5 « *détailler davantage la répartition des coûts de la sous-fonction "Gestion des*
6 *abonnements par catégorie de consommateurs" pour chacune des activités*
7 *pour lesquelles les données sont disponibles*¹⁶ ... »

8 Durant les audiences relatives à la phase 1, le Distributeur a présenté à
9 l'engagement numéro 10¹⁷ une répartition plus détaillée de la fonction « Gestion
10 des abonnements » en distinguant les activités de facturation, d'encaissement
11 et de relève des compteurs. La méthode proposée dans la phase 2 répartit de
12 façon encore plus détaillée la fonction « Gestion des abonnements ».

13 En fait, pour répondre aux exigences de la Régie, le Distributeur propose un
14 critère de répartition de la fonction « Gestion des abonnements » qui serait
15 pondéré sur la base des sept domaines d'activités qui composent la fonction
16 « Gestion des abonnements ». Les domaines d'activités sont les suivants :
17 relève des compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, réponse
18 téléphonique, plaintes et réclamations et relations avec le milieu. Les tableaux
19 13 et 14 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, pages 19 et 20) présentent les montants relatifs
20 à chacun de ces domaines d'activités.

21 Des facteurs de répartition spécifiques à chacun de ces domaines d'activités
22 sont proposés. Ces nouveaux facteurs visent à traduire dans la mesure du

¹⁵ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 154.

¹⁶ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 155.

¹⁷ HQD-12, Document 4.1.6.

1 possible les relations entre les demandes des services et la variation dans les
2 coûts des différents domaines d'activités. Les différents facteurs de répartition
3 des domaines d'activités sont présentés aux tableaux 15 à 22 (HQD-8, Doc. 2, 3
4 et 4, pages 21 à 28).

6.1 Relève des compteurs

5 Pour le domaine d'activité relève des compteurs (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page
6 21), les coûts du système de télérelève qui s'adresse aux clientèles d'affaires et
7 Grandes entreprises sont distingués. Les coûts de la télérelève sont attribués
8 aux catégories concernées en fonction du nombre d'abonnés faisant l'objet
9 d'une télélecture. Le reste des coûts sont répartis en fonction de la fréquence de
10 relève et du nombre d'abonnements.

6.2 Facturation

11 La facturation comporte deux activités, soit l'émission des factures aux clients et
12 l'envoi d'avis de recouvrement (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 22). En ce qui
13 concerne la facturation régulière, les clients peuvent être facturés selon une
14 fréquence mensuelle ou bimensuelle. Un facteur de répartition selon les
15 catégories tarifaires basé sur la fréquence de facturation et le nombre
16 d'abonnements est retenu. Les montants relatifs aux avis de recouvrement sont
17 répartis entre les clientèles domestique et d'affaires en fonction de la moyenne
18 des comptes en recouvrement pour les années 2001 et 2002. Ces données sont
19 ensuite réparties par catégorie de consommateurs en fonction du nombre
20 d'abonnements.

6.3 Encaissement

21 Sur le même principe essentiellement que le domaine d'activité facturation, les
22 coûts du domaine d'activité encaissement sont identifiés pour la clientèle du

1 réseau relié et des réseaux autonomes (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 23). Les
2 coûts respectifs pour chacune de ces clientèles sont répartis en fonction de la
3 fréquence d'encaissement et du nombre d'abonnements.

6.4 Recouvrement

4 L'activité recouvrement consiste à recouvrer les comptes en souffrance de
5 l'entreprise. Les coûts sont répartis en fonction de la moyenne des comptes en
6 recouvrement pour les années 2001 et 2002 pour les clientèles domestique et
7 d'affaires et du nombre d'abonnements (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 24).

6.5 Subtilisation

8 L'activité subtilisation consiste à identifier les vols d'énergie effectués sur le
9 réseau, à évaluer l'énergie volée et à entreprendre les démarches appropriées
10 pour percevoir les sommes dues. Les montants sont répartis aux catégories de
11 consommateurs à partir de la moyenne des dossiers traités sur la période 2000-
12 2002 pour les clientèles domestique et d'affaires et du nombre d'abonnements
13 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 25).

6.6 Réponse téléphonique

14 L'accueil téléphonique est réalisé par les centres d'appels. Ces derniers ont
15 pour rôle de répondre aux demandes des clients, allant de simples informations
16 sur la facture à des demandes de branchement, de raccordement, de
17 prolongement de réseau, de plaintes, etc. Ils peuvent également effectuer du
18 recouvrement mineur et vendre des services à distance. Les coûts sont répartis
19 sur la base du nombre d'appels répondus multipliés par le temps de réponse
20 pour 2002 et du nombre d'abonnements (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 26).

6.7 Plaintes et réclamations

1 Cette activité vise à répondre et à gérer les plaintes et réclamations émises par
2 des clients. Les statistiques relatives au nombre de dossiers traités sont
3 disponibles par catégorie de consommateurs pour les années 2001 et 2002 et
4 sont utilisées comme facteur de répartition (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 27).

6.8 Relations avec le milieu

5 Cette activité consiste principalement à fournir le support pour les activités de
6 représentation d'Hydro-Québec et de développement de relations d'affaires et
7 du partenariat avec les milieux concernés. Les services en matière d'affaires
8 publiques, de relation avec les médias et de gestion de communication de crise
9 font également partie de cette activité. Les ressources sont présentes dans
10 chacun des territoires administratifs. Les clientèles desservies sont les clientèles
11 domestique et d'affaires des réseaux reliés, à l'exception des clients Grandes
12 entreprises qui sont desservis par la direction principale Ventes – Grandes
13 entreprises (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 28).

7 FONCTION « AUTRES » PLUS DÉTAILLÉE

14 La fonction « Autres » fait l'objet de critères de répartition plus détaillés. Les
15 actifs de l'unité Approvisionnement et des autres activités corporatives en
16 support aux activités opérationnelles sont identifiés au tableau 26 (HQD-8, Doc.
17 2, 3 et 4, page 32). La répartition du coût et de la base de tarification des
18 activités de gestion d'approvisionnement en électricité du Distributeur est
19 réalisée sur la base des coûts d'achat en électricité par catégorie de
20 consommateurs, alors que pour les activités corporatives du Distributeur, elle
21 est en fonction du coût de prestation total de la distribution et du service à la
22 clientèle (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 35). Pour la facturation externe émise
23 (HQD-8, Doc. 2, 3 et 4, page 34), les montants de frais d'administration et

1 d'ouverture de dossiers sont répartis entre les clientèles domestique et d'affaires
2 à partir de l'analyse des dossiers pour 2002. Les autres revenus (ex. : revenus
3 d'intérêts, frais de chèques retournés) sont répartis en fonction du nombre
4 d'abonnements.

8 TRAITEMENT DU COÛT DU PGEÉ

5 Pour la phase 2, la méthode de répartition pour la fonction « Ventes et
6 commercialisation » est modifiée pour tenir compte du programme d'efficacité
7 énergétique. La méthode proposée est en continuité avec les propos tenus lors
8 des audiences du dossier R-3473-2001. Le Distributeur a souligné que les
9 programmes d'efficacité énergétique permettent de réduire la demande
10 d'électricité, ce qui limite le coût d'approvisionnement et que les bénéficiaires de
11 ce coût évité d'approvisionnement étaient l'ensemble des consommateurs¹⁸.

12 Conséquemment, le coût du PGEÉ est réparti à l'ensemble des catégories de
13 consommateurs sur la base du coût de fourniture. Les montants
14 d'amortissement (coût de prestation) et les frais reportés (base de tarification)
15 relatifs à ces programmes sont identifiés séparément dans la fonction « Ventes
16 et commercialisation » pour être répartis de façon distincte (HQD-8, Doc. 2, 3 et
17 4, pages 30 et 31). Les coûts sont répartis aux catégories de consommateurs
18 sur la base du coût de fourniture en fonction des facteurs d'utilisation et des taux
19 de pertes spécifiques à chaque catégorie de consommateurs. La part relative
20 des contrats spéciaux est déterminée avant rabais et les tarifs de gestion de la
21 consommation ne sont pas pris en compte.

¹⁸ Dossier R-3473-2001, notes sténographiques, 19 mars 2003, pages 48 à 50.