

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

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	RÉPARTITION DU COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE	7
2.1	CONTEXTE	7
2.2	ÉTABLISSEMENT ET ÉVOLUTION DES PROFILS DE CONSOMMATION	9
2.3	LES COÛTS HORAIRES ET LA CAUSALITÉ DES COÛTS	13
2.4	AUTRES CONSIDÉRATIONS.....	16
2.5	CONCLUSION.....	17
3	RÉPARTITION DU COÛT DE TRANSPORT	18
3.1	CONTEXTE	18
3.2	RAPPEL DE LA PROPOSITION DU TRANSPORTEUR	19
3.3	NOUVELLE MÉTHODE RETENUE PAR LA RÉGIE	20
3.4	PRÉOCCUPATIONS ET DILEMME DU DISTRIBUTEUR.....	22
3.5	PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR	24
4	CHANGEMENTS MÉTHODOLOGIQUES.....	26
4.1	TARIF BT	26
4.2	PGEÉ DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	27
4.3	COMPTE DE FRAIS REPORTÉS DE LA FOURNITURE (<i>PASS-ON</i>)	27
4.4	COÛTS NETS RELIÉS AUX SORTIES D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET D'ACTIFS INCORPORELS	27
5	SUIVI DES MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT	28
5.1	IMPACTS DES MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES	28
5.2	SUIVI DE LA BALISE DE RÉFÉRENCE DES INDICES D'INTERFINANCEMENT	29

1 CONTEXTE

1 Le Distributeur soumet par la présente la répartition de son coût du service par
2 catégorie de consommateurs pour l'année 2007. Cette répartition du coût du
3 service est réalisée selon la méthode approuvée par la Régie dans sa décision
4 D-2006-34, qui englobe notamment l'ensemble des décisions relatives aux
5 méthodes de répartition des causes tarifaires précédentes.

6 Deux éléments font l'objet de discussions pour la présente cause tarifaire. Dans
7 un premier temps, il y a la méthode de répartition du coût de fourniture de
8 l'électricité postpatrimoniale. La Régie a demandé au Distributeur de fournir la
9 répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale selon deux approches : le
10 traitement avec un signal de coût basé sur le facteur d'utilisation et le traitement
11 aux coûts horaires.

12 Par ailleurs, la Régie a demandé d'examiner en rencontres techniques, quatre
13 enjeux spécifiques reliés à l'approche des coûts horaires. Cela a été fait en mai
14 et juin 2006 dans le cadre de deux rencontres.

15 Dans un deuxième temps, la méthode de répartition du coût de transport est
16 reprise suite à la décision de la Régie sur la méthode de répartition du coût du
17 Transporteur entre le service de point à point et le service de la charge locale (D-
18 2006-66). Dans sa décision D-2003-93, la Régie souhaitait que le Distributeur
19 aborde de nouveau ce sujet après la décision sur la répartition du coût du
20 Transporteur et dans sa décision D-2006-34, elle souhaitait que le sujet soit
21 discuté en premier lieu en comité technique, ce qui a également été fait
22 brièvement lors de la première rencontre technique en mai 2006.

23 En plus des deux éléments précédents, d'autres modifications mineures à la
24 méthode de répartition sont introduites par rapport à la dernière cause tarifaire.
25 Ces modifications concernent le tarif BT, le PGEÉ relatif aux réseaux autonomes,
26 le compte de frais reportés de la fourniture (*pass-on*) et les coûts nets reliés aux

1 sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels. À noter que ces
2 modifications sont essentiellement d'ordre technique, tributaires de décisions et
3 de choix qui se répercutent sur les méthodes de répartition et qu'il est approprié
4 d'intégrer pour être conséquent. Ces modifications sont en conformité avec la
5 décision D-2003-93 de la Régie qui se souciait de la transparence des méthodes
6 pour bien comprendre le lien de causalité des coûts en privilégiant, dans la
7 mesure du possible, une allocation directe des coûts et qui demandait au
8 Distributeur d'affiner ou de modifier, le cas échéant, certaines des méthodes
9 proposées dès que les données de base devenaient disponibles.

10 Dans le présent document, les traitements des coûts de fourniture de l'électricité
11 postpatrimoniale et des coûts de transport sont détaillés aux chapitres 2 et 3
12 respectivement. Les modifications méthodologiques et le suivi de ces
13 modifications sur la balise de référence des indices d'interfinancement se
14 retrouvent au chapitre 4.

15 Le rapport du comité technique fournissant davantage d'explications sur les
16 enjeux liés à l'application de la méthode des coûts horaires de fourniture de
17 l'électricité postpatrimoniale est déposé comme pièce HQD-11, Document 2. Le
18 Décret à venir du gouvernement du Québec sera déposé à la pièce HQD-11,
19 Document 3. Les résultats détaillés de la répartition du coût du service pour
20 l'année 2007 sont fournis à la pièce HQD-11, Document 4. Les résultats de la
21 répartition du coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale selon le
22 traitement aux coûts horaires sont présentés à la pièce HQD-11, Document 4,
23 Tableau 9B et finalement, les résultats de la répartition alternative du coût de
24 transport basée sur la méthode de répartition du Transporteur approuvée par la
25 Régie sont présentés à la pièce HQD-11, Document 4, Tableau 9C.

2 RÉPARTITION DU COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE

2.1 Contexte

1 Lorsque le volume de l'électricité patrimoniale a été atteint en 2005, il fallait
2 convenir d'une méthode de répartition pour l'électricité postpatrimoniale. La
3 proposition du Distributeur a été et est toujours de répartir le coût de l'électricité
4 postpatrimoniale de la même manière que l'électricité patrimoniale à savoir un
5 traitement avec un signal de coût sur la base du facteur d'utilisation. Les
6 principaux arguments du Distributeur qui justifient ce traitement sont les
7 suivants :

- 8 • utilise les facteurs d'utilisation et les taux de pertes pour faire la répartition
9 tel que prescrit par la Loi ;
- 10 • évite la notion de "premier arrivé / premier servi", ce qui est en règle avec
11 la pratique dans l'industrie pour toutes les composantes de coûts, les
12 manuels de référence et les intentions du Gouvernement par le biais de
13 ses décrets ;
- 14 • donne un signal de coût en puissance et en énergie en lien avec la
15 causalité des coûts ;
- 16 • a servi à établir les structures tarifaires et le niveau d'interfinancement
17 des tarifs jusqu'à aujourd'hui, basé sur un contexte de coûts croissants à
18 la marge ;
- 19 • est établi sur des principes de base des méthodes de répartition dont
20 notamment l'équité, la stabilité, l'applicabilité et la simplicité.

21 Dans ses deux dernières décisions, la Régie a accepté la proposition du
22 Distributeur mais n'était pas disposée à statuer de façon définitive sur le sujet.

1 Elle considérait que la Loi ne précisait pas si le traitement pour la répartition des
2 coûts d'approvisionnement postpatrimonial devait être identique ou différent de
3 celui du bloc patrimonial et qu'elle avait à décider quelle méthode correspondait
4 le mieux à l'esprit de la Loi tout en satisfaisant aux principes de causalité,
5 d'applicabilité et de simplicité.

6 Pour la Régie, le profil de consommation du Distributeur pouvait au fil du temps
7 différer significativement des spécificités et caractéristiques propres du produit
8 patrimonial établies au Décret 1277-2001 et que dans ce contexte, le traitement
9 proposé par le Distributeur pouvait ne pas permettre de refléter adéquatement la
10 causalité des coûts. La méthode retenue devait capter le plus fidèlement possible
11 les liens de causalité entre les coûts de fourniture et les clients pour lesquels les
12 coûts sont encourus.

13 Elle demandait donc à deux reprises des travaux additionnels à un comité
14 technique. La première demande de la Régie était d'explorer un traitement
15 différent pour l'électricité postpatrimoniale avec des exigences spécifiques en
16 matière de gestion d'approvisionnement et d'utilisation de la courbe du décret
17 1277-2001. De cette réflexion est issue une méthode de répartition des coûts de
18 fourniture postpatrimoniaux basée sur les coûts horaires des contrats
19 d'approvisionnement. La deuxième demande concernait 4 enjeux reliés
20 spécifiquement à cette méthode des coûts horaires qui sont :

- 21 1. l'établissement des profils de consommation postpatrimoniale et leur
22 évolution ;
- 23 2. l'établissement des coûts horaires à partir des caractéristiques des
24 contrats résultant d'appels d'offres ;
- 25 3. le reflet de la causalité ;
- 26 4. le traitement des contraintes reliées à la confidentialité des données tirées
27 des contrats.

2.2 Établissement et évolution des profils de consommation

1 Les profils de consommation des catégories de consommateurs n'ont pas
2 changé depuis l'atteinte de l'électricité patrimoniale. La progression des ventes
3 pour les années à venir ne modifiera pas non plus ce résultat dans un avenir
4 prévisible.

5 En 2005, les besoins postpatrimoniaux apparaissent avec un facteur
6 d'utilisation très élevé qui reflétait essentiellement l'impact combiné du faible
7 niveau de ces besoins et de la courbe particulière du décret 1277-2001, plus
8 forte en puissance. Au fur et à mesure de la progression des besoins
9 postpatrimoniaux en terme de volume, les besoins en puissance réapparaissent
10 naturellement à moyen terme sans même de changement des profils de
11 consommation. L'effet est purement mathématique.

12 Ainsi, les besoins en puissance du postpatrimonial pour 2007 sont légèrement
13 supérieurs à ceux de l'électricité patrimoniale, montrant des facteurs d'utilisation
14 à 59,1% avec l'heure de pointe coïncidente alors que le patrimonial est à 59,7%
15 (66,4% pour le postpatrimonial et 67,2% pour le patrimonial avec les 300 heures
16 de pointe coïncidentes).

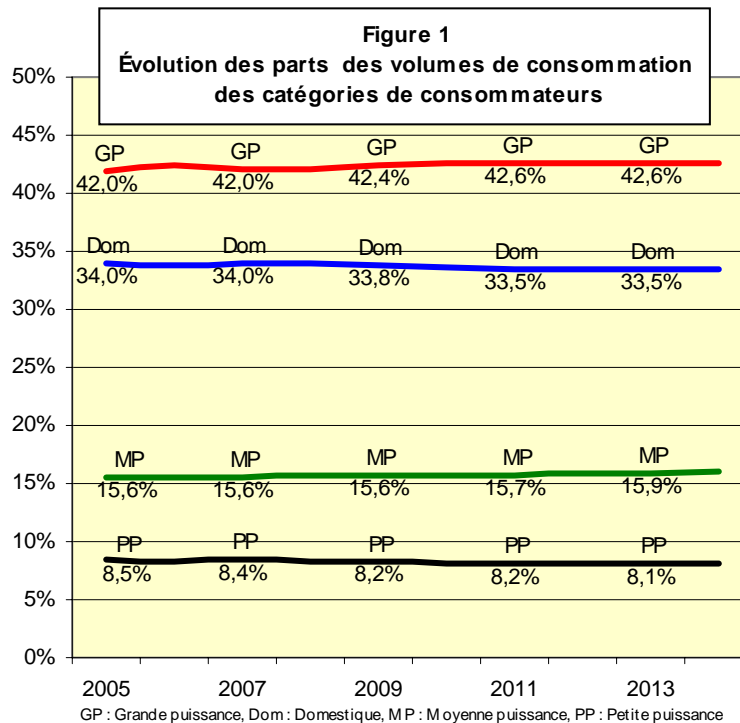
17 Par ailleurs, le tableau 1 montre l'évolution des volumes d'électricité patrimoniale
18 par catégorie de consommateurs de 2005 à 2007. Essentiellement la répartition
19 qui avait légèrement évolué en défaveur du Domestique revient au niveau de
20 2005 pour la prochaine année.

Tableau 1
Évolution de la consommation patrimoniale

Catégorie de consommateurs	2005	2006	2007
Domestique			
Tarifs D et DM	53 972	53 782	53 973
Tarif DH	4	3	3
Tarif DT	2 603	2 486	2 495
Total	56 579	56 271	56 472
Petite et moyenne puissance			
Tarifs G et à forfait	12 449	12 312	12 323
Tarif G9	1 079	1 061	1 065
Tarif M	25 913	25 687	26 161
Tarifs d'éclairage public et Sent.	547	532	536
Total	39 989	39 592	40 086
Grande puissance			
Tarif L	51 591	45 021	43 707
Tarif H	10	9	8
Contrats spéciaux	18 231	25 507	26 127
Total	69 832	70 537	69 842
<hr/>			
Total	166 400	166 400	166 400

1

2 Dans un horizon à plus long terme, la prévision de la demande du Distributeur
 3 indique une croissance équilibrée des catégories de consommateurs. Ce qui
 4 importe pour fins de répartition des coûts est l'évolution de la part relative du
 5 volume de consommation des catégories de consommateurs, ce que montre la
 6 figure 1.



1

2 Il faut en déduire que le profil des besoins du Distributeur ne devrait pas être
3 significativement différent de ce qui peut être observé aujourd'hui.

4 Par ailleurs, le Gouvernement établira pour une troisième année postpatrimoniale
5 consécutive un décret fixant pour 2007 les coûts et les volumes (à titre illustratif)
6 de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs. Ce décret, encore à
7 venir au moment du dépôt de cette preuve, est dans la continuité des Décrets
8 1070-2004 et 759-2005. Tout comme dans les décrets précédents, celui-ci reflète
9 l'utilisation d'une formule basée sur les facteurs d'utilisation et les taux de pertes.
10 Il en résulte un volume de consommation de l'électricité patrimoniale par
11 catégorie de consommateurs proportionnel au volume total prévu du Distributeur
12 avec par conséquent des caractéristiques de consommation qui sont identiques
13 à celles du profil de consommation totale du Distributeur.

1 Depuis le dépassement du volume patrimonial, les volumes de consommation
2 par catégorie n'ont pas été fixés définitivement mais ont plutôt continué d'évoluer
3 en proportion des volumes totaux du Distributeur à chaque année. En établissant
4 les volumes annuels proportionnels aux volumes totaux année après année, cela
5 implique que les caractéristiques de l'électricité patrimoniale sont, à chaque
6 année, rigoureusement identiques aux caractéristiques totales du Distributeur, ce
7 qui signifie que les caractéristiques de l'électricité postpatrimoniale sont
8 également et rigoureusement identiques aux caractéristiques patrimoniales et
9 totales.

10 Cette année, en plus du calcul précédent, le Distributeur a intégré la courbe des
11 puissances classées du décret 1277-2001 afin que les profils horaires de
12 l'électricité patrimoniale soient les mêmes peu importe la méthode considérée.
13 Cet ajustement essentiel pour le traitement aux coûts horaires, n'a aucun impact
14 sur les coûts, les volumes et les caractéristiques de l'électricité patrimoniale pour
15 les fins du décret. Par contre, les profils horaires de l'électricité patrimoniale et
16 postpatrimoniale ne sont plus rigoureusement identiques sur une base horaire.
17 Des ajustements sont apportés à chacune des heures où il y a des écarts positifs
18 ou négatifs entre cette courbe et celle du calcul précédent. Ces ajustements sont
19 faits par catégorie de consommateurs sur la base de l'amplitude et du niveau des
20 profils de consommation de chacune des catégories de consommateurs,
21 réduisant dans la mesure du possible les accrocs aux profils des catégories de
22 consommateurs que cela peut provoquer sans pour autant éliminer les
23 particularités de la courbe 1277-2001.

24 En établissant les profils postpatrimoniaux par différentiel entre les profils totaux
25 et les profils patrimoniaux, il en résulte néanmoins des profils horaires inusités
26 pour l'ensemble des catégories de consommateurs. Il est important de noter que
27 ce phénomène n'est pas lié à des caractéristiques de consommation
28 changeantes mais plutôt à des mises en service qui sont circonstancielles à
29 l'année 2007 et à des particularités qui sont l'effet miroir de la courbe du décret et

1 qui créent des pointes au milieu de l'été qui sont en réalité jumelées avec des
2 creux patrimoniaux et qui ne constituent pas des pointes pour le Distributeur.

3 Il faut donc retenir que les profils, n'étant pas significativement différents de ceux
4 observés présentement, ne peuvent pas justifier un traitement différent pour
5 l'électricité postpatrimoniale. Par ailleurs, un traitement aux coûts horaires signifie
6 des profils qui ne correspondent pas aux caractéristiques de la consommation
7 des catégories de consommateurs à cause des particularités de la courbe du
8 décret 1277-2001 qui nécessiteront plusieurs années avant de pouvoir les
9 absorber et des éléments circonstanciels de gestion de l'approvisionnement tel
10 que des mises en service d'unités de production en cours d'année. Ce genre de
11 particularités produira assurément une instabilité des résultats, ce qui est à éviter
12 généralement.

2.3 Les coûts horaires et la causalité des coûts

13 À juste titre, la Régie de l'énergie se préoccupe du reflet des liens de causalité
14 dans le choix de la méthode de répartition des coûts de l'électricité
15 postpatrimoniale. En particulier, il a été établi en comité technique que l'approche
16 de coûts horaires ne comportait à toutes fins utiles aucun signal de coût de
17 puissance. Ce lien de causalité se décompose en deux parties à savoir le volume
18 de consommation couvert dans le chapitre précédent et le signal de coût qui
19 correspond aux 2^e et 3^e enjeux soulevés par la Régie.

20 La majorité des participants aux rencontres techniques ont souligné l'importance
21 d'un signal de coût en puissance et énergie. Règle générale, tous les manuels de
22 référence suggèrent une répartition des coûts de fourniture en puissance et
23 énergie, ce qui est également conforme à la pratique dans l'industrie. La
24 méthode aux coûts horaires appliquée aux contrats d'approvisionnement
25 existants donne essentiellement un coût en énergie (99%). L'illustration à la page
26 36 du rapport du comité technique permet d'expliquer l'origine de ce résultat qui

1 reflète la structure des prix uniformes retrouvée normalement dans les contrats
2 d'approvisionnement, du moins les contrats de long terme, alors que la structure
3 des prix de marché pourrait donner un signal plus accentué en puissance.

4 La question est, compte tenu que le signal de coût en puissance et énergie
5 établit le véritable lien de causalité pour les catégories de consommateurs, quel
6 est le signal de coût le plus approprié pour l'électricité postpatrimoniale puisque
7 la méthode aux coûts horaires ne donne pas ce signal de coût ? La réponse à
8 cette question ne peut qu'être incomplète puisqu'une partie de l'information sur
9 l'électricité postpatrimoniale est confidentielle, d'où le 4^e et dernier enjeu soulevé
10 par la Régie. Par contre, il y a des repères qui peuvent servir de référence et
11 permettre de qualifier la méthode sur la base des facteurs d'utilisation en matière
12 de signal de coût.

13 Dans les contrats qui ne sont pas confidentiels, on retrouve un coût en puissance
14 de 80 \$/kW pour le contrat de base de 350 MW d'Hydro Québec Production et le
15 contrat de puissance complémentaire pour l'intégration des éoliennes et un coût
16 en puissance de 110 \$/kW pour son contrat cyclable de 250 MW avec Hydro
17 Québec Production également. Le seul contrat d'approvisionnement significatif
18 pour lequel l'information est confidentielle est TransCanada Energy.

19 Par ailleurs, certains intervenants, dans le cadre des discussions du comité de
20 travail, ont proposé l'utilisation du coût fixe d'une turbine à gaz à partir des
21 données tirées du US DOE/EIA Assumptions to the Annual Energy Outlook
22 2006. Cette référence fait état d'une valeur entre 80 et 100 \$/kW dépendant des
23 hypothèses de calcul, ce qui les amenait à conclure que la valeur de 80 \$/kW
24 était raisonnable dans la mesure où il devait y avoir également un signal de coût
25 en pointe pour l'énergie.

26 À titre de référence, le tableau 2 montre la comparaison de différents scénarios
27 de signal de coûts en puissance et énergie sur le coût des différentes catégories
28 de consommateurs. Le premier scénario correspond à la proposition du

1 Distributeur, à savoir un signal basé sur le facteur d'utilisation calculé à partir des
 2 heures les plus chargées. Le deuxième scénario est celui des coûts horaires
 3 pondérés correspondant à la méthode alternative demandée par la Régie. Le
 4 troisième scénario est similaire à la proposition du Distributeur sauf pour
 5 l'utilisation spécifique des facteurs d'utilisation postpatrimoniaux. Ce scénario a
 6 été considéré par certains intervenants au cours des rencontres techniques.
 7 Enfin, les quatrième et cinquième scénarios sont calculés en appliquant un coût
 8 de 80 \$/kW et 110 \$/kW respectivement à la pointe postpatrimoniale, coïncidente
 9 avec celle du Distributeur et un coût en énergie pointe et hors pointe, calculé en
 10 différentiel avec le coût en puissance.

Tableau 2
Scénarios de répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale (¢/kWh)
avec différents signaux de coûts en puissance et énergie

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
	Puissance FU	Coûts horaires	Puissance FU Postpatr.	Puissance postpatr. 80 \$/kW	Puissance postpatr. 110 \$/kW
Domestique	10,03	8,96	10,13	9,85	10,18
Petite puissance	9,04	9,01	9,02	9,00	9,05
Moyenne puissance	8,40	8,66	8,34	8,47	8,37
Grande puissance	7,70	8,48	7,64	7,83	7,59
Total	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71

11

12 Les éléments à retenir de cette analyse sont que les écarts de coûts entre les
 13 catégories de consommateurs du scénario (2) des coûts horaires sont
 14 essentiellement dus aux taux de pertes et qu'il y a très peu de différenciation en
 15 puissance. Le scénario (3), établi à partir des facteurs d'utilisation
 16 postpatrimoniaux, montre une plus grande amplitude des coûts appliqués aux
 17 différentes catégories de consommateurs, reflétant une représentation
 18 marginalement plus grande des coûts en puissance que le scénario 1. Enfin le

1 scénario 1, proposé par le Distributeur, correspond aux résultats entre les
2 scénarios 4 et 5, ce qui signifie que le coût en puissance implicite de la
3 proposition du Distributeur se situe entre 80 et 110 \$/kW.

4 Cette analyse indique que la proposition du Distributeur donne un signal de coût,
5 équivalent aux coûts de puissance que l'on retrouve dans le marché. Le
6 traitement sur la base du facteur d'utilisation proposé par le Distributeur est donc
7 une approche qui reflète adéquatement le lien anticipé de causalité des coûts en
8 plus d'être adaptée au contexte québécois.

2.4 Autres considérations

9 Une nouvelle réalité qui s'incorpore à la répartition des coûts de fourniture cette
10 année et pour les années à venir est le compte de frais reportés de la fourniture
11 (*pass-on*) dans lequel est versé l'écart entre les coûts d'approvisionnement
12 prévus et réels nets des revenus de fourniture. Pour être cohérent, ce compte de
13 frais reportés imputé en 2007 doit être réparti par catégorie de consommateurs
14 sur la base de la même méthode de répartition initialement retenue pour établir la
15 prévision des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs. Selon la
16 méthode du facteur d'utilisation, cet appariement de la prévision et du réel est
17 possible, malgré la complexité inhérente à un calcul mensualisé au niveau des
18 ventes par catégorie de consommateurs.

19 Essentiellement, il s'agit de répartir l'ensemble des coûts totaux réels
20 patrimoniaux et postpatrimoniaux aux différentes catégories de consommateurs
21 en fonction de leurs niveaux de consommation, les écarts par rapport au
22 prévisionnel étant intégrés au compte de frais reportés. Cette approche attribue
23 les écarts aux différentes catégories de consommateurs sur une base annuelle et
24 en fonction de leur utilisation des approvisionnements. Elle évite notamment
25 d'imputer à une catégorie de consommateurs des coûts circonstanciels liés à la

1 gestion des approvisionnements qui vise avant tout l'équilibre entre l'offre et la
2 demande totale.

3 Dans le cas d'un traitement selon les coûts horaires, il faut dans un premier
4 temps, au niveau prévisionnel, déterminer qui consomme quoi et à quel coût et
5 ce en distinguant les volumes patrimoniaux et postpatrimoniaux. Dans un
6 deuxième temps, il faut déterminer les écarts sur une même base, ce qui devient
7 un exercice non seulement complexe, mais pratiquement impossible, voire
8 complètement arbitraire. Quelques exemples de questionnements que soulèvent
9 ces règles ont été donnés en réponse à la question 2 d'Option Consommateurs
10 dans le cadre des discussions en comité technique.

11 Pour ce qui est du coût, il y a clairement, dans un traitement à la marge, un lien
12 entre une consommation à la marge (dépendant des règles convenues) d'une
13 catégorie de consommateurs et le coût à la marge réel découlant de la gestion
14 d'approvisionnement qui survient au même moment. Or, il n'existe pas
15 nécessairement un lien de causalité entre les deux. Les règles qui déterminent le
16 volume et le coût à la marge à un moment donné ne sont que des hypothèses
17 qui ne peuvent s'appuyer sur aucune base rigoureuse. A fortiori, dans un
18 traitement aux coûts horaires, il faudrait que ces règles puissent être appliquées
19 sur une base horaire, ce qui serait totalement impensable à réaliser.

20 Clairement, à cet égard, la méthodologie basée sur des facteurs d'utilisation est
21 la seule qui permette un traitement cohérent du compte de *pass-on* sur les coûts
22 d'approvisionnement.

2.5 Conclusion

23 Compte tenu de toutes les considérations énoncées, la Régie est en mesure
24 d'apprécier que la proposition du Distributeur est la seule répondant à l'ensemble
25 des critères de décision.

1 La méthode de répartition basée sur le facteur d'utilisation se distingue de
2 plusieurs façons :

- 3 • elle est une méthode éprouvée ;
- 4 • elle est conforme aux principes et pratiques établis dans le domaine ;
- 5 • elle assure un meilleur signal de coût ;
- 6 • elle reflète entièrement le lien de causalité des coûts de façon naturelle et
7 en continuité avec les autres composantes de coûts ;
- 8 • elle permet un traitement cohérent à toutes les étapes de la chaîne (de la
9 prévision jusqu'au suivi du "pass-on") et offre une plus grande stabilité
10 dans la répartition des coûts ;
- 11 • elle apporte une dose indispensable de simplicité sur un sujet qui s'est
12 complexifié considérablement au fil des dossiers et des rencontres.

3 RÉPARTITION DU COÛT DE TRANSPORT

3.1 Contexte

13 La méthode de répartition des coûts de transport du Distributeur a fait l'objet d'un
14 examen par la Régie dans le dossier R-3492-2002 – Phase 1. Dans la décision
15 relative à ce dossier, la Régie conclut « *[qu'elle] se prononcera en profondeur sur*
16 *la méthodologie d'allocation des coûts de transport à adopter pour le Distributeur,*
17 *à la suite de l'examen de l'étude d'allocation des coûts du Transporteur. Dans*
18 *l'attente d'une décision sur l'allocation des coûts du Transporteur, la Régie*
19 *accepte la proposition du Distributeur de répartir les coûts de transport en totalité*
20 *à la puissance et selon la méthode basée sur la pointe coïncidente (1-PC).¹ »*

¹ Décision D-2003-93, p. 150.

1 Dans sa décision D-2006-34 la Régie «*rappelle que l'examen de l'étude de*
2 *répartition des coûts de transport devra être effectué dans le dossier tarifaire*
3 *suivant la décision sur la répartition des coûts du Transporteur²». Par ailleurs, la*
4 Régie considérait opportun que la méthode de répartition du coût de transport
5 soit au préalable présentée en comité technique compte tenu de la nature
6 relativement technique du sujet. Divers scénarios ont été présentés et discutés
7 avec les intervenants ainsi qu'avec le personnel technique de la Régie lors de la
8 rencontre technique tenue le 4 mai 2006. Au moment de la rencontre, le
9 Distributeur n'avait toutefois pas encore arrêté son choix de la méthode qu'il
10 souhaitait proposer.

11 Le Distributeur soumet donc par la présente sa proposition de répartition de son
12 coût de transport.

3.2 Rappel de la proposition du Transporteur

13 Le Transporteur avait soumis pour approbation sa méthode de répartition des
14 coûts par service (service de la charge locale et de point à point) dans le dossier
15 R-3549-2004 – Phase 2. La méthodologie relative à cette répartition reprenait les
16 trois mêmes étapes généralement utilisées dans l'industrie, à savoir le
17 classement par fonction, le classement par composante et la répartition par
18 service.

19 Au niveau du classement par fonction, la répartition des rubriques de la base de
20 tarification et du coût de prestation se fait dans quatre principales fonctions à
21 savoir le raccordement des centrales qui comprend les sous fonctions Postes
22 éleveurs et Lignes de raccordements, le réseau incluant les sous fonctions
23 Transport THT, Transport 450 kV et Transport HT, le raccordement des clients
24 qui comprend les sous fonctions Postes abaisseurs et Raccordements des
25 clients haute tension et les interconnexions incluant les sous fonctions Churchill

² Décision D-2006-34, p. 58.

1 Falls et Interconnexions – Autres. Enfin, les fonctions Soutien et CCR/CT ont été
2 réparties aux fonctions principales sur la base des immobilisations nettes.

3 Le classement par composante reflétait qu'historiquement, les critères de
4 fiabilité, de conception et d'exploitation ont reposé sur la puissance nécessaire
5 pour être en mesure de transporter la pleine capacité des installations de
6 production et pour répondre aux besoins des clients lors de la pointe du réseau.
7 Le coût des fonctions était par conséquent attribué à la composante puissance.
8 Cette dernière constituait le facteur inducteur du coût des équipements qui
9 composait le réseau de transport.

10 Enfin, une fois les coûts classés par fonction et par composante, le Transporteur
11 répartissait ses coûts entre les services offerts, soit le service de la charge locale
12 et les services de point à point.

13 Le Transporteur utilisait la pointe coïncidente (1-PC) comme facteur de
14 répartition des différentes fonctions sur la base que ce critère respectait le
15 principe de causalité entre le coût de prestation et les investissements requis
16 pour rencontrer la pointe annuelle du réseau.

3.3 Nouvelle méthode retenue par la Régie

17 La Régie de l'énergie a rendu sa décision (D-2006-66) relative à la répartition du
18 coût de service de transport dans laquelle elle se prononce sur la méthode
19 proposée par le Transporteur et amène des changements importants.

20 Concernant le classement par fonction, la Régie modifie les regroupements faits
21 par le Transporteur et introduit une nouvelle fonction Équipements de transport
22 associés à la production qui comprend les postes élévateurs et les lignes de
23 raccordement, le réseau THT déduction faite des lignes à 735 kV entre Montréal
24 et Québec et la boucle autour de Montréal, le réseau 450 kV et l'interconnexion
25 – Churchill Falls. La Régie n'a pas été convaincue des arguments du

1 Transporteur, considérant plutôt que ces équipements servent à intégrer la
2 production électrique des centrales vers le réseau de transport.

3 La fonction Réseau intègre la partie restante du réseau de transport à très haute
4 tension soit les lignes à 735 kV reliant Montréal et Québec, la boucle autour de
5 Montréal et le réseau de transport haute tension.

6 Pour le classement par composante, la Régie considère que d'autres facteurs
7 que la puissance en pointe sont à considérer pour répartir les coûts de la fonction
8 Équipements de transport associés à la production. Puisque le Transporteur doit
9 rencontrer les critères de fiabilité qui ont nécessité des investissements
10 importants, il est logique selon la Régie que cette fiabilité doive être rencontrée à
11 toutes les heures de l'année et non seulement au moment de la pointe fine du
12 réseau. Ainsi, autant la puissance en pointe que les dépenses en fiabilité et la
13 distance liée à la localisation des centrales de production en expliquent les coûts.

14 La Régie considère également que la pratique nord-américaine accepte de
15 répartir les coûts de transport en énergie et en puissance lorsque le coût des
16 équipements de production est réparti sur cette base. Une part des coûts de
17 transport est encourue pour desservir de façon fiable l'appel de puissance moyen
18 des clients tout au long de l'année, soit la portion énergie, et l'excédent de ces
19 coûts est encouru pour répondre à la puissance de pointe.

20 Puisque les équipements associés à la production du Transporteur sont
21 importants et que ces équipements doivent répondre à des standards de fiabilité
22 tout au long de l'année, la Régie conclut qu'il faut introduire une composante
23 énergie dans la répartition de cette fonction. La Régie retient la méthode du
24 facteur d'utilisation lié à la pointe coïncidente du réseau pour répartir les coûts
25 entre la puissance et l'énergie (39% en puissance et 61% en énergie)

26 Pour les interconnexions, la Régie considère qu'elles jouent un rôle essentiel tout
27 au long de l'année et le fait que le Distributeur puisse importer de l'électricité pour
28 rencontrer ses besoins en approvisionnement peut être considéré comme de la

1 production locale. Puisque les facteurs inducteurs de coûts des équipements de
2 production sont la puissance et l'énergie, la Régie considère que ces deux
3 facteurs devraient également être utilisés pour la fonction Interconnexions selon
4 le facteur d'utilisation à la pointe du réseau.

5 Le tableau 3 présente l'impact de la décision de la Régie sur le coût de service
6 de la charge locale et du service de point à point qui s'échange un montant de 79
7 M\$ par rapport à la méthode de répartition proposée par le Transporteur.

Tableau 3
Différence entre la méthode proposée par le Transporteur
et celle de la Régie dans sa décision D-2006-66

	(1)	(2)	(3)	(4)
		Service Charge locale	Service Point à point	Total
1 Proposition du Transporteur		2 485,2 M\$	105,8 M\$	2 591,0 M\$
2 Part relative (%)		96%	4%	100%
3 Décision D-2006-66		2 564,2 M\$	26,8 M\$	2 591,0 M\$
4 Part relative (%)		99%	1%	100%
5 Différence (M\$)		+79,0 M\$	-79,0 M\$	0,0 M\$
6 Différence (%)		3%	-3%	0%

8

3.4 Préoccupations et dilemme du Distributeur

9 Malgré ce changement dans les coûts imputés dans l'un ou l'autre des services,
10 la Régie n'utilise pas cette méthode de répartition des coûts pour établir les tarifs
11 respectifs de chacun des deux services offerts. «*Aux fins du présent dossier, la*
12 *Régie accepte que les tarifs du Transporteur soient établis sur la base d'un*
13 *critère de facturation*»³. Par conséquent, la Régie maintient la formule du
14 Transporteur à savoir un tarif calculé à partir du revenu requis total déduction
15 faite des revenus à court terme, divisé par la puissance totale des deux services.

³ Décision D-2006-66, p. 22.

1 Le Distributeur assume sa part des coûts de transport sur la base de sa pointe
2 maximale à un coût de 72,9 \$/kW. Ainsi, le montant facturé à la charge locale
3 diffère de celui provenant de la méthode de répartition adoptée par la Régie à la
4 hauteur de 81 M\$.

5 La Régie indiquait dans sa décision qu'elle retenait du témoignage de l'expert du
6 Transporteur que la pratique courante nord-américaine serait de continuer de
7 recourir à une composante puissance pour élaborer les tarifs de transport. Par
8 conséquent, la Régie considérait que l'exercice de répartition des coûts
9 permettait de s'assurer d'un niveau adéquat des tarifs et d'une récupération
10 équitable du revenu requis auprès de ses services et que cela n'obligeait pas
11 l'imposition d'une égalité parfaite entre les produits par les tarifs et les résultats
12 de l'étude de répartition. Elle retenait de cette pratique une interrelation entre le
13 choix du critère de facturation et les fondements de la méthode de répartition des
14 coûts entre les services et que l'exercice assurait ainsi une cohérence avec la
15 répartition des coûts.

16 Ce qu'il en ressort est que la Régie n'exige pas du Transporteur pour le moment
17 d'utiliser la répartition des coûts pour établir ses tarifs. Par ailleurs, elle s'attend à
18 ce que cet exercice de répartition des coûts serve au Distributeur : « *L'exercice
19 de répartition du coût de service du Transporteur que la Régie vient de faire revêt
20 une importance particulière aux fins de répartition des coûts de transport du
21 Distributeur...⁴ » ». Par contre, dans une autre décision, elle estimait « *que la
22 méthode de répartition des coûts du Transporteur ne la lie pas quant au choix à
23 adopter en matière de méthode de répartition des coûts de transport du
24 Distributeur.* »⁵*

25 Dans le présent dossier, le Distributeur se retrouve donc devant un dilemme :
26 appliquer la méthode de répartition que la Régie a adoptée au niveau du

⁴ Décision D-2006-66, p. 20

⁵ Décision D-2003-93, p. 150

1 Transporteur ou refléter la méthode de facturation également adoptée par la
2 Régie et qui ultimement conditionne la causalité des coûts du Distributeur.

3 Outre le fait que le Distributeur s'oppose à la transposition automatique de la
4 décision de la Régie relative à la répartition des coûts du Transporteur puisqu'il
5 n'a pas participé aux débats, plusieurs éléments militent en faveur du maintien de
6 la méthode actuelle de répartition des coûts de transport pour le Distributeur. De
7 façon synthétique, mentionnons :

- 8 • que la règle de base en matière de méthode de répartition est d'allouer les
9 coûts de la même façon qu'ils sont facturés, a fortiori lorsque la base de
10 facturation traduit correctement le lien de causalité des coûts ;
- 11 • que la méthode de répartition des coûts du Transporteur pourrait évoluer,
12 une fois analysées les implications de cette méthode sur la clientèle. En
13 particulier, le Distributeur ne peut endosser une méthode qui lui impute
14 81 M\$ de coûts de transport de plus que sa facturation et qui pourrait, à
15 terme, impliquer de profondes modifications à sa structure tarifaire et à
16 l'interfinancement entre les catégories ;
- 17 • que le Distributeur ne connaît aucun cas en réglementation où un
18 organisme de réglementation a convenu d'une méthode de répartition à un
19 niveau (i.e. transport) afin d'établir la méthode de répartition à un autre
20 niveau (i.e. distribution) a fortiori en l'absence du principal intéressé.

3.5 Proposition du Distributeur

21 Néanmoins, le Distributeur fournit les deux scénarios possibles de répartition des
22 coûts de transport. Pour le premier scénario, il s'agit du traitement du coût de
23 transport dans sa totalité, réparti aux catégories de consommateurs sur la base
24 de leur contribution respective à la pointe du Distributeur intégré au calcul du
25 coût de transport pour la charge locale. Ce scénario correspond à la méthode de

1 répartition actuelle. Le détail de ce calcul se retrouve à la pièce HQD-11,
2 Document 4.

3 Le deuxième scénario est un de ceux présentés en comité technique consistant
4 à utiliser la méthode adoptée par la Régie établissant à 2 564 M\$ les coûts de la
5 charge locale et, pour être conforme à la facturation de la charge locale établie à
6 2 483 M\$ à l'aide du tarif annuel, à répartir la différence de 81 M\$ sur la base des
7 coûts répartis à chacune des fonctions.

8 Les fonctions Équipements associés à la production et Interconnexions sont
9 réparties en puissance et énergie. La fonction Réseau HT est répartie selon la
10 puissance et finalement la fonction Raccordements des clients est répartie selon
11 la pointe non coïncidente. Le détail du calcul de ce scénario se retrouve à la
12 pièce HQD-11, Document 4, Tableau 9C.

13 L'impact entre les deux scénarios implique essentiellement un déplacement des
14 coûts de la catégorie Domestique vers les autres catégories de consommateurs,
15 plus particulièrement vers la catégorie Grande puissance. Au niveau de
16 l'interfinancement, il faut noter une amélioration des indices de toutes les
17 catégories de consommateurs. Le tableau 4 montre ces résultats.

Tableau 4
Scénarios de répartition du coût de transport
Année témoin projetée 2007

(1)	(2)	(3)	(4)
Catégorie de consommateurs	Répartition selon la pointe coïncidente	Répartition adoptée par la Régie	Écart

1	<u>Coût de service (M\$)</u>			
2	Domestique	1 262,9	1 149,0	(113,9)
3	Petite puissance	228,4	231,5	3,1
4	Moyenne puissance	336,7	364,1	27,4
5	Grande puissance	654,9	738,4	83,5
6	Total	2 483,0	2 483,0	-
7	<u>Indices d'interfinancement (%)</u>			
8	Domestique	81,1	82,7	1,6
9	Petite puissance	123,1	122,3	(0,8)
10	Moyenne puissance	131,4	128,4	(3,0)
11	Grande puissance	115,6	112,0	(3,6)
12	Total	100,0	100,0	-

2 En tenant compte de l'ensemble des éléments énoncés et du maintien de la
3 tarification actuelle du Transporteur, le Distributeur croit qu'il faut maintenir la
4 méthode de répartition actuelle, c'est-à-dire une répartition des coûts de
5 transport aux catégories de consommateurs sur la base de la puissance
6 coïncidente.

4 CHANGEMENTS MÉTHODOLOGIQUES

4.1 Tarif BT

7 Dans sa décision D-2006-34, la Régie demande au Distributeur de modifier la
8 méthode de répartition du compte de frais reportés et de l'amortissement du tarif
9 BT en maintenant une ligne distincte pour le tarif BT et d'y indiquer les montants
10 relatifs au compte de frais reportés et de l'amortissement du tarif BT. La méthode
11 de répartition reflète cette modification.

4.2 PGEÉ des réseaux autonomes

1 Des programmes d'efficacité énergétique spécifiques sont offerts à la clientèle
2 des réseaux autonomes. Dans le dossier R-3579 -2005, aucun montant relatif au
3 PGEÉ n'était attribué aux réseaux autonomes. Le Distributeur propose d'attribuer
4 une part des montants de frais reportés et d'amortissement du PGEÉ et de
5 répartir ces montants aux catégories de consommateurs des réseaux autonomes
6 selon les coûts de production des réseaux autonomes. Pour l'année 2007, le
7 montant estimé serait de 406 000 \$.

4.3 Compte de frais reportés de la fourniture (*pass-on*)

8 Tel que présenté au tableau 9A de l'annexe HQD-11, Document 4, le coût de la
9 fourniture inclut les montants relatifs au compte de *pass-on*. Le compte de *pass-*
10 *on* comptabilise l'excédent des coûts d'approvisionnement par rapport aux coûts
11 prévus de 2005 et de 2006. Les coûts sont établis par catégorie de
12 consommateurs selon la méthode du facteur d'utilisation du Distributeur,
13 appliquée présentement aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale et
14 postpatrimoniale. Le détail du calcul du compte de frais reportés de - 146 M\$ est
15 présenté à la pièce HQD-4, Document 2.

4.4 Coûts nets reliés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels

16 Au niveau de la base de tarification, les coûts nets des immobilisations
17 corporelles et des actifs incorporels sont maintenant retirés de la rubrique actifs
18 de soutien des immobilisations et comptabilisés dans une rubrique distincte
19 lorsque ces actifs sont retirés de l'exploitation suite à un démantèlement, une
20 destruction, un vol, une perte, une vente ou toute autre activité de corroboration
21 d'actifs.

1 Pour la portion de la fonction Service à la clientèle, le traitement dans le cadre du
2 présent dossier est identique à celui du dossier R-3579-2005 avec des montants
3 répartis entre les sous fonctions selon la masse salariale, l'utilisation des services
4 ou par affectation directe. En ce qui concerne les fonctions Distribution et
5 Réseaux autonomes, le changement réside dans les montants qui étaient
6 répartis dans le dossier R-3579-2005 selon les immobilisations nettes excluant
7 les actifs de soutien et les actifs incorporels, alors qu'il est proposé dans le
8 présent dossier qu'ils soient répartis selon les immobilisations nettes et les actifs
9 incorporels.

10 Au niveau du coût de prestation, la modification proposée concerne également
11 l'amortissement de ces actifs pour la fonction Distribution en appliquant la même
12 règle proposée qu'au niveau de la base de tarification.

5 SUIVI DES MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES INDICES D'INTERFINANCEMENT

5.1 Impacts des modifications méthodologiques

13 Le tableau 5 présente les impacts des modifications apportées à la méthode de
14 répartition du coût du service du Distributeur pour l'année témoin 2007. Les
15 modifications qui ont un impact concernent le tarif BT, le PGEÉ des réseaux
16 autonomes, le compte de frais reportés de la fourniture (*pass-on*), et les coûts
17 nets reliés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels. Pour
18 chacun des éléments, le coût du service par catégorie de consommateurs est
19 calculé avec et sans les modifications, le différentiel constituant l'impact de la
20 mesure.

21 Également, le tableau montre à titre illustratif l'impact que pourraient avoir les
22 scénarios alternatifs du coût de fourniture de l'électricité postpatrimoniale aux

- 1 coûts horaires et du coût de transport basé sur la méthode de répartition du
- 2 Transporteur adoptée par la Régie pour celui-ci.

Tableau 5
Analyse de sensibilité des modifications apportées à la méthode de répartition
Année témoin projetée 2007

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Coût du service avant ajustements	(3) - (6) Changements méthodologiques				(7) Coût du service Distributeur	(8) Fourniture Coûts horaires	(9) Transport Méthode adoptée par la Régie
		(3) Frais reportés du tarif BT	(4) Répartition du PGEE des réseaux autonomes	(5) Compte de pass-on	(6) Coûts nets reliés aux sorties d'immo.			
1 Domestique								
2 Tarifs D et DM	4 934,9	(21,8)	0,0	(62,5)	(0,0)	4 850,6	(29,0)	(121,5)
3 Tarif DH	0,3	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,3	(0,0)	(0,0)
4 Tarif DT	178,4	(0,8)	(0,0)	(2,7)	(0,0)	175,0	0,7	7,6
5 Total	5 113,6	(22,6)	0,0	(65,1)	(0,0)	5 025,9	(28,3)	(113,9)
6 Petite et moyenne puissance								
7 Tarifs G et à forfait	955,5	(6,2)	0,0	(12,9)	0,0	936,4	(0,5)	(1,1)
8 Tarif G9	72,9	(0,7)	0,0	(1,1)	0,0	71,1	0,0	2,2
9 Tarif M	1 436,5	(10,2)	(0,0)	(25,6)	0,0	1 400,7	3,1	27,4
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	35,3	(0,3)	0,0	(0,5)	(0,0)	34,5	0,2	2,0
11 Tarif BT	-	55,4	-	-	-	55,4	-	-
12 Total	2 500,1	38,1	0,0	(40,1)	0,0	2 498,1	3,0	30,5
13 Grande puissance								
14 Tarif L	1 766,5	(11,0)	(0,0)	(40,8)	0,0	1 714,7	14,8	48,6
15 Tarif H	0,7	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,6	0,0	0,0
16 Tarifs LD et LP	2,5	(0,0)	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	(0,0)
17 Contrats spéciaux	819,8	-	-	-	-	819,8	-	-
18 Total	2 589,5	(11,0)	(0,0)	(40,8)	0,0	2 537,7	14,8	48,6
19 Total	10 203,2	4,5	0,0	(146,0)	0,0	10 061,7	(10,5)	(34,9)
20 Référence :		Chapitre 4.1	Chapitre 4.2	Chapitre 4.3	Chapitre 4.4	HQD-11, Document 4	HQD-11, Document 4	HQD-11, Document 4

- 3
- 4 Les quatre premières modifications sont intégrées dans le suivi des impacts des
- 5 changements méthodologiques sur le niveau d'interfinancement de la balise de
- 6 référence 2002.

5.2 Suivi de la balise de référence des indices d'interfinancement

- 7 Lors de la précédente cause tarifaire, le Distributeur proposait d'établir une balise
- 8 de référence sur la forme d'un ratio revenus/coûts qui partait des indices
- 9 d'interfinancement de l'année de référence en l'occurrence l'année 2002, tout en
- 10 enlevant les effets climatiques des données, en intégrant les décisions passées
- 11 de la Régie et en considérant uniquement l'effet des modifications
- 12 méthodologiques au fur et à mesure des années.

1 La Régie a approuvé la proposition du Distributeur. Elle était d'avis que cette
2 proposition rendait le suivi des indices plus dynamique et plus simple avec leur
3 mise à jour à chaque année, évitant ainsi beaucoup de simulations compte tenu
4 que le format et la disponibilité de l'information de 2002 et de l'année de
5 comparaison ne seraient pas les mêmes, ce qui aurait créé une disparité toujours
6 grandissante avec le temps.

7 Nonobstant les discussions en cours sur le choix des méthodes de répartition de
8 fourniture et de transport et sur l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi
9 concernant l'interfinancement dans ce nouveau contexte, le Distributeur soumet
10 le suivi de la balise des indices d'interfinancement en continuité avec les
11 méthodes approuvées par la Régie.

12 À ce suivi s'ajoute à partir de cette année un élément nouveau relié au compte
13 de frais reportés sur la fourniture (*pass-on*) qui couvre les écarts observés en
14 2005 et 2006. Ces frais reportés en 2007, compilés par catégorie de
15 consommateurs sur la base de ce qui s'est passé en 2005 et 2006, viennent
16 modifier les indices d'interfinancement de façon circonstancielle et devront par
17 conséquent être traités comme une modification méthodologique pour maintenir
18 une balise de référence des indices d'interfinancement sur une base
19 prévisionnelle. Par opposition aux autres modifications méthodologiques, cet
20 ajustement devra être fait à chaque année puisqu'il devrait y avoir un solde
21 créditeur ou débiteur à chaque année.

22 Enfin, la Régie demandait au Distributeur de calculer les indices
23 d'interfinancement en se basant sur les revenus générés par l'application des
24 tarifs sur les 12 mois de l'année témoin plutôt que d'utiliser les revenus générés
25 par les tarifs durant l'année financière.

26 Le tableau 6 présente le sommaire de l'évolution des indices d'interfinancement
27 par catégorie de consommateurs de 2005 à 2007.

Tableau 6
Évolution des indices d'interfinancement (%)

	(1) Années comparées	(2) Domestique	(3) Petite puissance	(4) Moyenne puissance	(5) Grande puissance
1	2005 Prévisionnelle approuvée	81,1	120,5	128,8	115,9
2	Effet Méthodes	0,2	0,3	0,3	0,8
3	Effet Prix/Coûts/volumes	0,3	2,3	1,0	(2,3)
4	2006 Prévisionnelle approuvée	81,6	123,2	130,1	114,4
5	Effet Méthodes	(0,2)	(0,1)	0,4	0,8
6	Effet Prix/Coûts/volumes	(0,3)	0,1	0,9	0,4
7	2007 Prévisionnelle proposée	81,1	123,1	131,4	115,6

1 La balise de référence des indices d'interfinancement est établie en considérant
2 l'effet des changements méthodologiques apportés à la méthode de répartition
3 des coûts, incluant l'effet du *pass-on*, ainsi que le changement au niveau des
4 revenus. Les indices d'interfinancement de 2002 évoluent pour devenir la balise
5 de référence 2002 ajustée. Ces balises ajustées sont présentées au tableau 7.

6 Par ailleurs, dans l'éventualité de l'adoption du scénario de répartition du coût de
7 fourniture de l'électricité postpatrimoniale sur la base des coûts horaires, la Régie
8 indiquait dans sa décision qu'elle était d'avis que ce changement n'était pas une
9 modification méthodologique et qu'il ne devait pas affecter la balise de référence
10 puisque les coûts postpatrimoniaux n'étaient pas présents en 2002⁶.

11 Par contre, dans l'éventualité de l'adoption du scénario de répartition du coût de
12 transport adoptée par la Régie, il s'agirait d'une modification méthodologique,
13 affectant ainsi la balise de référence des indices d'interfinancement des écarts
14 correspondants à ceux présentés au tableau 4.

⁶Décision D-2006-34, p. 70

Tableau 7
Établissement de la balise de référence des indices d'interfinancement

	Domestique	Petite puissance	Moyenne puissance	Grande puissance
Balise de référence 2002	80,2	123,1	130,6	116,8
Méthode 2002	0,5	(0,5)	(0,5)	(0,5)
Méthode 2003	-	-	-	-
Méthode 2004	-	-	-	-
Méthode 2005	0,1	(0,2)	(0,3)	(0,0)
Méthode 2006	0,2	0,3	0,3	0,8
Méthode 2007	(0,2)	(0,1)	0,4	0,8
Balise de référence 2002 ajustée	80,8	122,5	130,3	117,9
Méthode 2002	Effets climatiques			
Méthode 2005	Composante abonnement, frais corporatifs, encaisse du fonds de roulement, gestion des abonnements, frais de branchements			
Méthode 2006	Contrats spéciaux, amortissements de distribution, partage moyenne et basse tension, nombre d'abonnements et de branchements, changements organisationnels			
Méthode 2007	Répartition du coût du tarif BT, PGEE des réseaux autonomes, compte de frais reportés de la fourniture (pass-on), coûts nets reliés aux sorties d'immobilisations corporelles et incorporelles, revenus générés par l'application des tarifs sur les 12 mois de l'année témoin			

1