

DOSSIER R-3541-2004 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**VOLET PORTANT SUR
L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2005-2006**

RAPPORT D'EXPERTISE DE CO PHAM

**PRÉPARÉ À LA DEMANDE DE
L'UNION DES CONSOMMATEURS**

22 NOVEMBRE 2004

Acronymes

APPA : American Public Power Association

kWh : kilowattheure (1 000 Wh) [unité d'énergie]

GWh : gigawattheure (10^9 Wh)

TWh : terawattheure (10^{12} Wh)

MW : mégawatt (10^6 watts) [unité de puissance]

M\$: million(s) de dollars

TABLE DES MATIERES

- 1. Introduction**
- 2. Principes de base en répartition des coûts**
- 3. Encadrement réglementaire**
- 4. Coûts et caractéristiques différents des blocs d'approvisionnement patrimonial et post-patrimonial**
- 5. Analyse de la méthode de répartition proposée par le Distributeur**
- 6. Piste de solution : Traitement à la marge**
- 7. Analyse de l'ajustement du volume maximal de l'électricité patrimoniale**
- 8. Conclusion et recommandations**

1. INTRODUCTION

Dans le cadre de la cause R-3541-2004 de la Régie de l'énergie – volet portant sur l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006, le Distributeur a présenté pour approbation par la Régie une demande de hausse tarifaire d'environ 2,7%. Le Distributeur justifie sa demande par la hausse de son coût de service qui est causée par un certain nombre de facteurs tels la hausse du coût de la masse salariale, l'augmentation des bénéfiques correspondant au rendement sur l'avoir propre, et le coût d'approvisionnement en électricité (fourniture) post-patrimoniale. Ce dernier facteur représente à lui seul 63% de la hausse totale du coût de service de 274 millions de dollars par rapport à 2004¹, soit exactement 172,6 millions de dollars.

La répartition du coût de l'approvisionnement post-patrimonial aux catégories de consommateurs aurait donc des impacts sur les tarifs des consommateurs que décidera la Régie dans ce dossier.

Le Distributeur a aussi demandé à la Régie d'approuver une méthode d'allocation des coûts globale, c'est-à-dire applicable à la fois pour l'électricité patrimoniale et post-patrimoniale, ainsi que certains ajustements relatifs à la limite de 165 TWh de l'électricité patrimoniale.

La répartition des coûts, notamment celle relative à l'électricité post-patrimoniale serait donc un enjeu important de cette cause tarifaire. Elle aurait aussi des impacts importants sur plusieurs autres causes tarifaires à venir. Ce sujet constitue donc le cœur du présent rapport d'expertise.

Dans ce rapport, nous présentons tout d'abord les principes de base de la répartition des coûts, puis l'analyse de la méthode proposée par le Distributeur et suggère à la fin une piste de solution permettant à la Régie d'avoir une méthode d'allocation des

¹ HQD-3, Document 1, page 16, lignes 1-5

coûts rigoureuse et performante. Finalement, nous ferons une courte analyse de l'ajustement de la valeur maximale du volume de l'électricité patrimoniale proposée par le Distributeur.

2. PRINCIPES DE BASE EN RÉPARTITION DES COÛTS

Répartition selon la causalité des coûts

L'industrie électrique favorise depuis toujours la répartition des coûts selon les relations de causalité des coûts, c'est-à-dire d'allouer à une catégorie de consommateurs donnée seulement les coûts causés par sa propre consommation. Ainsi, à titre d'exemple, on n'alloue les coûts associés à la distribution en basse tension seulement aux catégories de consommateurs D, DM, G, et autres qui bénéficient de ce service, en excluant les catégories qui n'en bénéficient pas, par exemple les contrats spéciaux et certaines industries grandes consommatrices d'électricité.

Pour répartir les coûts de la fourniture entre les catégories de consommateurs, le principe de la causalité des coûts suggère la distinction des coûts normalement plus élevés en période de pointe (coût de la composante puissance) que ceux occasionnés aux périodes hors pointe (coût de la composante énergie) [voir figure 1 ci-dessous].

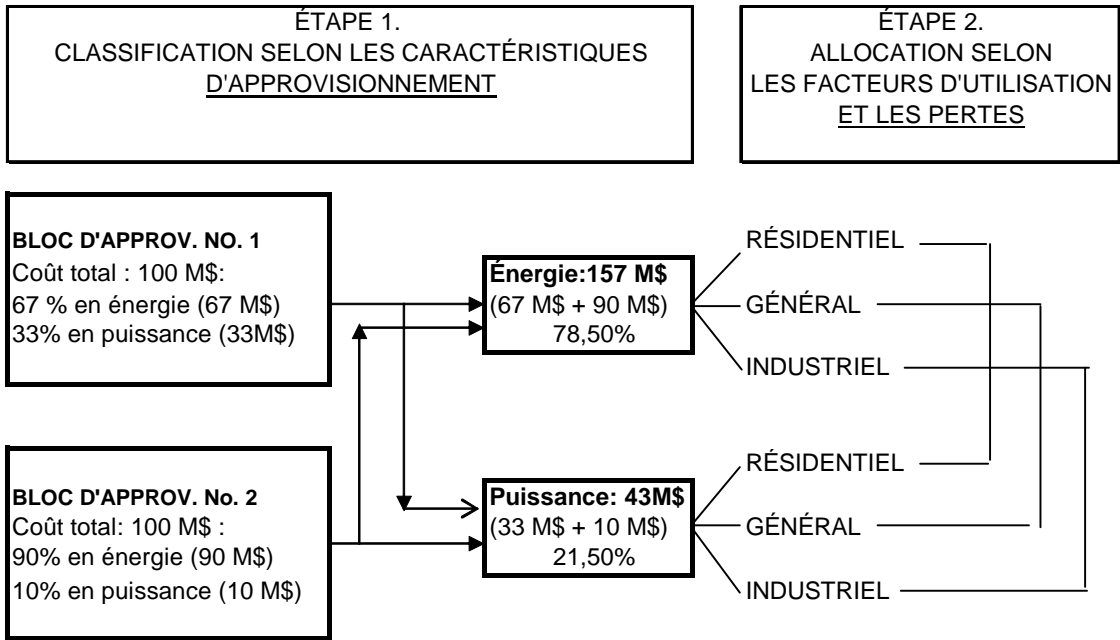
Figure 1

Causalité : Relation de cause à effet entre différents types de besoins d'une catégorie de consommateurs et les coûts encourus pour rencontrer ces besoins.

Pour ce faire, comme l'illustre la figure 2 ci-dessous, on classifie généralement le coût d'un bloc d'approvisionnement donné (ou d'un équipement de production) en deux composantes : la puissance et l'énergie. On additionne par la suite les coûts de puissance et d'énergie de chacun des blocs. (Pour plus de détails sur la causalité des coûts de puissance et d'énergie, voir une discussion de l'American Public Power Association sur ce sujet à l'annexe 1).

Figure 2

Schéma des étapes de répartition des coûts de la fourniture (*)



* adaptation de "Overview of the Electric Cost of Service Study", Section II - 18
APPA, Allocating the Costs of Service, Thomas E. Gould and Coe Hutchinson
November 9-12, 1992 - San Antonio, Texas

Note : Ce schéma illustre les étapes de répartition des coûts par catégories de consommateurs pour le cas de deux blocs d'approvisionnement en électricité; cependant, la procédure s'applique également pour le cas de plusieurs blocs d'approvisionnement de caractéristiques de coûts et de puissance et d'énergie différentes. L'annexe 4 montre un exemple tiré du manuel d'allocation des coûts d'APPA dans lequel on traite de plusieurs blocs d'approvisionnement en électricité dont la classification en énergie et en puissance ne suit pas la même « formule ».

À l'étape no. 2, la totalité des coûts de puissance de tous les blocs d'approvisionnement est allouée par la suite aux différentes catégories de consommateurs selon leurs proportions de consommation en puissance. Un exercice similaire se fait pour la totalité des coûts de la composante énergie.

Pour établir les proportions de responsabilité d'une catégorie de consommateurs en puissance et en énergie, on utilise dans certains cas le facteur d'utilisation qui est un paramètre mettant en relation à la fois la puissance et l'énergie consommées par la catégorie de consommateurs en question dans une année donnée. D'autre part, il existe des pertes électriques encourues dans les équipements de transport et de distribution qui sont différentes d'une catégorie de consommateurs à l'autre, puisqu'elles ne sont pas alimentées au même niveau de tension électrique (haute tension, moyenne tension, et basse tension).

En conclusion, la prise en compte des caractéristiques de coûts de puissance et d'énergie de différents blocs d'approvisionnement et des caractéristiques de consommation de la clientèle n'est que chose naturelle dans une procédure de répartition des coûts basée sur la méthode des coûts moyens.

3. ENCADREMENT RÉGLEMENTAIRE

La Loi est la causalité des coûts

Selon notre compréhension, la Loi confirme le principe naturel de causalité des coûts. C'est probablement pour ces mêmes raisons que l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² mentionne que l'allocation des coûts de fourniture s'effectue selon les caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs:

² On trouvera à l'annexe 2 l'extrait de certains articles de la *Loi sur la Régie de l'énergie* se rapportant à la tarification et à la répartition des coûts de fourniture.

« 52.2 [...] Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution. »

Selon nous, cette prise en compte des caractéristiques de consommation dans la répartition des coûts n'est pas le propre d'une formule d'allocation particulière, telle la formule utilisée pour répartir les coûts de l'électricité patrimoniale. Il s'agit d'une règle de base de l'industrie électrique établie depuis longtemps.

Les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs fixés dans la Loi tiennent compte des caractéristiques de leurs consommations

En ce qui concerne l'électricité patrimoniale, la prise en compte des caractéristiques de consommation dans la répartition des coûts a conduit à des coûts unitaires (¢/kWh) différents pour les catégories de consommateurs, comme on peut le voir à l'annexe I de la Loi reproduit ci-dessous (coût de fourniture de l'électricité patrimoniale pour l'année 2000 selon l'article 52.2).

ANNEXE I
COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE PAR
CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS

CATÉGORIES	COÛTS DE FOURNITURE
Tarifs D et DM	3,24 ¢/kWh
Tarif DH	3,13 ¢/kWh
Tarifs G et à forfait	2,95 ¢/kWh
Tarif G-9	2,80 ¢/kWh
Tarif M	2,72 ¢/kWh
Tarif L	2,47 ¢/kWh
Tarif DT	2,67 ¢/kWh
Tarifs éclairage public et sentinelle	2,63 ¢/kWh

Note : Coûts fixés à l'origine pour l'année 2000 dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

On y note en particulier que les coûts de fourniture des tarifs D et DM du secteur domestique, et des tarifs G et à forfait du secteur général sont respectivement de 31% et 19% supérieurs à celui du tarif L du secteur industriel. Cette situation s'expliquerait notamment par le fait que les consommateurs assujettis aux tarifs D et DM et aux tarifs G sont alimentés en basse tension causant plus de pertes électriques, et plusieurs d'entre eux se chauffent à l'électricité. Notons que le chauffage électrique nécessite une mise à disposition par le fournisseur de plus de puissance en hiver.

Respect rigoureux du principe de la causalité des coûts avant l'étape de fixation des tarifs

Le respect de la causalité des coûts doit donc être observé dans l'étape de répartition des coûts sans favoriser ni défavoriser aucune catégorie de consommateurs. Les considérations spéciales, par exemple en vue de favoriser le développement économique par le truchement des rabais tarifaires applicables à certaines grandes industries, trouvent leur place seulement à l'étape de fixation des tarifs, et non à l'étape de répartition des coûts. À cet effet, soulignons l'opinion suivante de la Régie exprimée dans sa décision sur la cause R-3531-2004:

« Selon les principes usuels de réglementation, la répartition des coûts entre les différentes catégories de clients est basée sur les relations de causalité des coûts. À cette étape, il s'agit de déterminer le plus précisément possible ce qu'il en coûte pour desservir chacune des catégories tarifaires ou inversement quelles catégories tarifaires sont responsables de tel ou tel coût. Ce n'est qu'à l'étape de récupération des coûts dans les tarifs que les éléments de nature sociale, politique, commerciale et autres doivent être considérés. »³

³ D-2004-170, Dossier R-3531-2004, page 19

Non atténuation de l'interfinancement

De plus, il faut rappeler qu'un alinéa de l'article 52.1 de la Loi stipule que :

« La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs. »

et que la Régie a décidé que la non atténuation de l'interfinancement se mesure par rapport à la situation des revenus et des coûts (revenus requis) des catégories de consommateurs en 2002 :

« La Régie réfère à l'opinion contenue dans la décision D-2003-93 relative à l'interfinancement.

Dans cette décision, la Régie demandait au Distributeur, pour la Phase 2 du présent dossier, de mettre à jour le tableau présentant les indices d'interfinancement pour les années 2002, 2003 et 2004.

La Régie constate que le Distributeur s'est conformé, en Phase 2, aux instructions de la Régie. Le Distributeur mesure l'interfinancement selon l'indice HQD et utilise l'année 2002 comme année de référence. La même méthodologie d'allocation des coûts a été utilisée pour toutes les données présentées pour les années 2002, 2003 et 2004.

La Régie note que l'indice HQD pour 2002 est évalué à 80,2 %. Conformément à la décision D-2003-93, la Régie retient ce pourcentage comme balise de référence dans l'établissement de l'indice HQD des années 2004 et suivantes. »

(D-2004-47, page 133-134- Cause R-3492 Phase 2)

Dans ce contexte québécois de non atténuation de l'interfinancement en faveur du secteur domestique, le respect rigoureux du principe de causalité dans la répartition des coûts est doublement important pour le cas qui nous occupe.

4. COÛTS ET CARACTÉRISTIQUES DIFFÉRENTS DES BLOCS D'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL ET POST-PATRIMONIAL

Le deuxième alinéa de l'article 52.2 de la Loi mentionne explicitement le bloc d'électricité patrimoniale, le mode d'établissement de son coût et les éléments à considérer dans l'allocation des coûts par catégories de consommateurs⁴.

Ainsi, le volume de consommation du bloc patrimonial est plafonné à 165 térawattheures par année. Quant à elles, les caractéristiques de cet approvisionnement sont fixées par le décret 1277-2001 du 24 octobre 2001. Dans cet décret, le profil horaire de puissance associé à l'approvisionnement patrimonial de 165 TWh est décrit, et la puissance maximale est fixée à 34 342 MW⁵.

Le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est fixé à 2,79 ¢/kWh qui sert de référence à l'allocation des coûts par catégories de consommateurs. À propos du niveau de prix de l'électricité patrimoniale, un rapport de Merrill Lynch au Ministre des Ressources naturelles a établi son rendement sur l'avoir propre affecté à la production d'Hydro-Québec à environ 18% (voir l'annexe 6). Bien que ce rendement soit élevé, le coût moyen de 2,79 ¢/kWh de l'électricité patrimoniale est de loin inférieur à celui des approvisionnements post-patrimoniaux prévu par le Distributeur.

En effet, le Distributeur estime à 8,06 ¢/kWh⁶ le coût de fourniture d'électricité post-patrimoniale en 2005, soit presque trois fois celui de l'électricité patrimoniale.

⁴ Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que: [...]

⁵ Décret 1277-2001, annexe A

⁶ HQD-12, Document 4, page 15, colonne 5, ligne 23

Pour les besoins post-patrimoniaux, la Régie a constaté lors de son examen du dossier R-3519-2003 concernant les coûts évités de l'électricité ⁷ que le Distributeur n'a pas ou a peu de besoins spécifiques de pointe à l'horizon de 2011, et que l'écart entre les coûts d'électricité pointe et hors pointe se situe aux alentours de 1 à 1,5 ¢/kWh. Par conséquent, les besoins en énergie (hors pointe) et les coûts associés seraient importants.

On peut donc conclure que le coût et les caractéristiques de puissance et d'énergie (pointe et hors pointe) des blocs patrimonial et post-patrimonial seraient très différents les uns des autres. Cette différence marquée milite en faveur des allocations distinctes des coûts de ces deux blocs pour les refléter adéquatement dans les coûts attribués aux différentes catégories de consommateurs qui bénéficient de ces approvisionnements.

La Régie n'a pas approuvé la formule d'allocation basée sur le facteur d'utilisation pour répartir les coûts de l'électricité post-patrimoniale

Dans sa décision sur la cause R-3477-2001, la Régie a accepté la formule d'allocation basée sur le facteur d'utilisation seulement pour l'électricité patrimoniale. Dans sa décision D-2003-93 portant sur la cause R-3492-2002 Phase 1, on peut lire son opinion à l'égard de la répartition des coûts de l'électricité post-patrimoniale:

« La Régie constate qu'aucun nouvel approvisionnement excédant l'électricité patrimoniale n'est prévu pour l'année témoin projetée 2004. En conséquence, elle estime que le débat sur cette question n'a pas lieu d'être abordé dans le présent dossier.[...]

En conséquence, la Régie accepte la méthodologie d'allocation des coûts de fourniture proposée pour l'électricité patrimoniale par le Distributeur.» (R-3492-2002, Phase 1, D-2003-93, pages 147 et 148)

⁷ R-3519-2003, 13 mai 2004, Coût évité de l'électricité (voir détail à l'annexe 5)

Dans sa décision D-2004-47 rendue le 26 février 2004, elle précise que la répartition des coûts d'approvisionnement hors patrimoniaux devrait être traitée lors des prochains dossiers tarifaires :

« La Régie rappelle qu'en Phase 1, elle s'est prononcée sur certains éléments de la méthodologie de répartition des coûts, et elle a reporté le traitement d'autres sujets dans des dossiers ultérieurs.

Conformément à cette optique, la Régie énumère ci-après les principaux sujets qui devront être traités lors des prochains dossiers tarifaires :

*- répartition des coûts d'approvisionnement hors patrimoniaux; [...] «
(R-3492 Phase 2, D-2004-47, page 104)*

Il est donc clair que la formule basée sur le facteur d'utilisation qu'utilise le Distributeur pour l'allocation des coûts de l'électricité patrimoniale n'a pas été acceptée par la Régie pour répartir les coûts d'approvisionnement post-patrimonial entre les catégories de consommateurs.

5. ANALYSE DE LA MÉTHODE PROPOSÉE PAR LE DISTRIBUTEUR

Tel qu'indiqué au document de présentation du Distributeur lors de la rencontre technique du 7 juillet 2004 et reproduite dans HQD-14, Document 9.1, Annexe 1, page 16, la méthode proposée par le Distributeur se veut un traitement global⁸. Les volumes de consommation et les coûts de fourniture des catégories de consommateurs pour les blocs d'approvisionnement patrimonial et post-patrimonial sont traités indistinctement, sur la base de la formule utilisée pour l'électricité patrimoniale.

Le tableau suivant compare les variations des consommations de différents secteurs entre 2004 et 2005 et les consommations post-patrimoniales allouées par la méthode proposée par le Distributeur.

⁸ même explication dans HQD-12, Document 1, page 13, lignes 10-20.

Tableau 5.1

Comparaison

	Variation 2004-2005 selon prévision d'HQD (GWh) (référence 1)	Consommation post-patrimoniale (GWh) selon méthode proposée par HQD (référence 2)
Domestique et Agricole (D et DM, DH, et DT)	-470	701
Petite et moyenne puissance (G et à forfait, G9, M, Éclairage public et sentinelle)	-138	495
Tarif L	4980	640
Contrats spéciaux	34	226
Total	4406	2062

Référence 1: HQD-3, Document 2, page 5, tableau 1 (Prévision des ventes)

Référence 2: HQD-12, Document 4, page 15 de 112, tableau 9A, colonne 6

On y note que les consommateurs des catégories Domestique et Agricole, et Petite et moyenne puissance ont des consommations moins élevées en 2005 qu'en 2004 où la limite maximale de l'électricité patrimoniale n'a pas été atteinte⁹. Ces consommateurs ne sont nullement à l'origine de l'approvisionnement d'électricité post patrimoniale en 2005. Pourtant, la méthode proposée par le Distributeur leur attribue des volumes de cette dernière dont le prix, rappelons-le, est environ trois fois plus cher que celui de l'électricité patrimoniale.

D'autre part, les causes de l'augmentation importante du niveau de consommation du tarif L entre 2004 et 2005 sont expliquées comme suit par le Distributeur, en réponse à une question de la Régie :

⁹ Hydro-Québec (HQD-12, Document 3, page 15, colonne 3, ligne 21) indique un total de 164 024 GWh, inférieur à la limite maximale de 165 000 GWh .

« L'augmentation des ventes au tarif L proviendra en majeure partie de la mise en service en décembre 2004 de la phase 2 de l'aluminerie Alouette, l'autre partie découlant de la croissance économique. » (HQD-14, Document 1, page 3)

Enjeu monétaire important

L'enjeu serait important en terme monétaire pour le secteur Domestique. On estime à 44 millions de dollars en 2005 la sur-allocation causée par la méthode globale proposée par le Distributeur au secteur Domestique, tel que démontré au tableau suivant.

Tableau 5.2

Enjeu monétaire (2005) – Secteur Domestique

	Ventes (GWh)	Coût unitaire (c/kWh)	Coût total M\$
Tarifs D et DM	54 642	3,2	1 749
Tarif DH	4	3,09	0
Tarif DT	2 635	2,67	70
Total (basé sur les coûts de l'électricité patrimoniale)			1 819
Total (basé sur la méthode proposée par HQD)			1863,3
Différence			44

Données: HQD-12, Document 4, page 15

(Voir détail des calculs du Distributeur relatifs aux coûts unitaires de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs de la période 2003-2005 à l'annexe 10)

Déterminer les parts des catégories de consommateurs dans l'électricité patrimoniale

Pourquoi la méthode globale proposée par le Distributeur a-t-elle alloué aux consommateurs domestiques des coûts de l'électricité post patrimoniale en 2005, contrairement au principe de causalité des coûts ?

Ceci s'est produit parce que le Distributeur a choisi une méthode de calcul permettant le calcul des volumes de ces catégories dans le bloc patrimonial au prorata de leurs consommations totales (patrimoniales et post-patrimoniales)¹⁰. En effet, le Distributeur a diminué arbitrairement la part des consommateurs assujettis aux tarifs domestiques dans l'électricité patrimoniale pour leur attribuer les coûts d'un volume d'énergie équivalent de l'électricité post-patrimoniale. Le Distributeur justifie son allocation par sa volonté d'éviter le phénomène « de premier arrivé et de premier servi » dans l'utilisation de l'électricité patrimoniale¹¹.

Or, diminuer la part des catégories de consommateurs du secteur Domestique dans l'électricité patrimoniale, une ressource collective qui est de surcroît limitée ou rare, est un acte qui ne se décide pas par des calculs au prorata ou par une méthode d'allocation.

Selon notre compréhension de l'esprit de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, seul l'État a le pouvoir de décider à quel prix l'électricité patrimoniale devrait être offerte à une catégorie de consommateurs donnée et ce, à quelle proportion (le volume d'énergie). En effet, une fois l'électricité patrimoniale atteinte, le deuxième alinéa de la Loi prévoit clairement qu'après l'atteinte du volume maximal de consommation patrimoniale fixé à l'époque à 165 térawattheures, c'est le gouvernement qui fixe le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs :

¹⁰ HQD-12, Document 1, page 20, lignes 23-25

¹¹ HQD-12, Document 1, page 19, ligne 17-22

« 2° le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 cents le kilowattheure et correspond:

i. pour l'année 2000, à celui prévu à l'annexe I;

ii. pour les années subséquentes jusqu'à ce que le volume de consommation patrimoniale atteigne 165 térawattheures, à celui déterminé par la Régie sur proposition du distributeur d'électricité en se basant sur l'annexe I, sur l'évolution des catégories tarifaires et sur les caractéristiques de consommation mentionnées au premier alinéa;

iii. pour les années suivantes, à celui fixé par le gouvernement. »

Or, pour l'année 2005, Hydro-Québec prévoit un volume de consommation totale de 168 térawattheures pour l'ensemble des catégories de consommateurs utilisant de l'électricité patrimoniale jusqu'à présent (voir détail des consommations prévues par catégories de consommateurs à l'annexe 9). Ce niveau de consommation dépasse le plafond de 165 térawattheures de l'électricité patrimoniale et la nouvelle limite de 166,38 térawattheures proposée par le Distributeur pour tenir compte d'un ajustement du taux de pertes de transport et de distribution (voir notre discussion sur ce sujet plus loin).

On peut alors se demander qui doit déterminer l'allocation des coûts de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs pour l'année 2005, la Régie ou le gouvernement ? Et quelles seraient les conséquences sur le plan d'équité tarifaire et sur le plan juridique si la Régie approuvait la méthode globale proposée par le Distributeur qui aurait pour effet de modifier indirectement, pour l'année 2005 et pour les années subséquentes, les parts de différentes catégories de consommateurs dans l'électricité patrimoniale ?

Que se passerait-il dans les années à venir, si le gouvernement décidait de fixer les volumes de consommation maximaux de chacune des catégories de consommateurs dans l'électricité patrimoniale ? Le Distributeur proposerait-il un autre changement de méthode de répartition des coûts à la Régie ?

La méthode globale basée sur le facteur d'utilisation du Distributeur est mal adaptée au nouveau contexte d'approvisionnement

La méthode globale proposée par le Distributeur utilise le facteur d'utilisation du Distributeur comme paramètre de répartition des coûts entre la composante énergie et puissance. Essentiellement, cette méthode attribue, sans nécessairement prouver la correspondance avec la réalité des coûts, à la portion énergie un poids égal au facteur d'utilisation, et la balance à la portion puissance (voir exemple au tableau 5.3 ci-dessous)¹².

Tableau 5.3

Exemple – Répartition des coûts en énergie et en puissance
par la méthode du facteur d'utilisation

Facteur d'utilisation du Distributeur : 67,3%

Portion en énergie = Facteur d'utilisation = 67,3%

Portion en puissance : 100% moins 67,3% = 32,7%

¹² « Les portions énergie et puissance sont définies à partir des facteurs d'utilisation du Distributeur. Le facteur d'utilisation reflète la période durant laquelle les équipements sont utilisés. La capacité excédentaire requise pour rencontrer la demande est classée en puissance.[...] L'établissement de la portion énergie et de la portion puissance à partir du facteur d'utilisation reflète la méthode de répartition des coûts de production, telle que suggérée dans le manuel de répartition des coûts de service de l'APPA. » (HQD-12, Document 1, page 17, lignes 9 à 18.)

Cette méthode serait mal adaptée au nouveau contexte d'approvisionnement en électricité du Distributeur. En effet, comme le montre le tableau ci-dessous, le facteur d'utilisation du Distributeur évolue très lentement d'une année à l'autre.

Tableau 5.4

Facteur d'utilisation du Distributeur		
2001	67,30%	(*)
2002	67,30%	(a)
2003	67,80%	(b)
2004	67,70%	(c)
2005	67,90%	(d)

(a): Cause R-3477-2001, HQD-1, Document 1, p.2

(b): HQD-12, Document 2, page 16, colonne 2

(c): HQD-12, Doc. 3, p. 16, colonne 2

(d): HQD-12, Doc. 4, p. 16, colonne 2

(*) Référence : Cause R-3477-2001, HQD-1, Document 1, Annexe 3, page 1, tableau A3.1. Le facteur d'utilisation du Distributeur – Électricité patrimoniale était calculé sur la base de la consommation d'énergie annuelle avec pertes (164 291 GWh) et la puissance en période de pointe avec pertes (27 861 799 kW).

Cela signifie que les parts de coûts en puissance et en énergie évoluent elles aussi très lentement, compte tenu des prémisses de la méthode du facteur d'utilisation utilisée par le Distributeur.

Or, dans le nouveau contexte d'approvisionnement en électricité du Distributeur, les besoins spécifiques pour de l'électricité de pointe d'ici 2011 seraient relativement faibles, tel que constaté par la Régie récemment lors de l'audience sur les coûts évités de l'électricité :

« La Régie constate que le Distributeur considère ne pas avoir de besoins spécifiques pour des approvisionnements de pointe avant 2011. »¹³.

Pour l'année 2005 spécifiquement, la courbe de puissance classée qui a été fournie par le Distributeur en réponse à la question 11.3 de la Régie¹⁴ démontre aussi que le besoin d'électricité de pointe est peu élevé, sinon minime, dans le bloc d'approvisionnement post patrimonial.

Qu'arriverait-il, en ce qui a trait à la répartition des coûts, si le Distributeur achetait majoritairement de l'énergie hors pointe dans les prochaines années, par comparaison à l'achat d'électricité de pointe ?

Dans de telles situations, la méthode du facteur d'utilisation ne pourrait suivre le même rythme d'évolution de l'augmentation réelle des coûts de la composante énergie. Elle continuerait à allouer à la composante puissance environ 32,1% (100% moins 67,9% en 2005) du nouveau coût d'achat à forte composante énergétique; ce qui résulterait en des coûts répartis injustement élevés pour les catégories de consommateurs D, DM et G.

Illustration des impacts d'une classification différenciée

Afin d'illustrer les impacts d'une classification différenciée en puissance et en énergie du bloc post-patrimonial de celui du bloc patrimonial, nous avons pris les données d'Hydro-Québec pour l'année 2005 et effectué une répartition des coûts du bloc post-patrimonial seulement à la composante énergie (voir détail à l'annexe 8). Le tableau suivant compare les résultats des deux approches : non différenciée et différenciée. On y note que l'approche non différenciée, c'est-à-dire la méthode globale basée sur

¹³ Décision relative à l'étude des coûts évités de l'électricité, *Demande d'approbation du budget 2004 du Plan global d'efficacité énergétique par le distributeur d'électricité*, D-2004-95, page 16, R-3519-2003, 13 mai 2004) [voir détail à l'annexe 5].

¹⁴ HQD-14, document 1, page 28, graphique R.11.3

le facteur d'utilisation du Distributeur, alloue plus de coûts à la catégorie Domestique que l'approche différenciée.

Tableau 5.5

Illustration - Impact d'une classification différenciée en puissance et en énergie

	Non-Différenciée (*) (M\$)	Différenciée (M\$)	Écart (M\$)
Domestique	1863,4	1850,3	13,1
Petite et moyenne puissance	1133,9	1132,1	1,8
Grande puissance	1772,6	1787,4	-14,8
Total	4769,9	4769,8	0,1

(*): Coûts selon la méthode proposée par le Distributeur tirés de HQD-12, Document 4, page 15, colonne 17

Par ailleurs, le Distributeur évoque la simplicité de sa formule de calculs comme un avantage¹⁵ de la méthode qu'il propose. Cependant, selon nous, ce critère est superflu si on n'arrive pas à démontrer adéquatement le respect du principe de causalité des coûts.

Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons que la Régie rejette la méthode proposée par le Distributeur pour répartir les coûts de l'électricité post-patrimoniale et privilégie des alternatives plus justes et raisonnables.

6. PISTE DE SOLUTION : TRAITEMENT À LA MARGE

Le traitement à la marge vise à attribuer les coûts de l'électricité post-patrimoniale selon le principe de causalité des coûts. On considère que l'allocation des coûts de l'électricité patrimoniale, en terme du volume maximal de consommation et du coût unitaire pour chacune des catégories tarifaires admissibles à l'électricité patrimoniale, revienne fondamentalement à l'État .

¹⁵ HQD-12, Document 1, page 20, lignes 20-22

Le coût à la marge, représente la différence, à une année donnée, entre le coût total et celui de l'électricité patrimoniale. Il en est de même pour les volumes de consommation, en puissance et en énergie, des catégories tarifaires.

C'est une approche qui est parfaitement compatible avec le Plan d'approvisionnement du Distributeur qui doit s'approvisionner essentiellement par appel d'offres « *pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112* » (Loi sur la Régie de l'énergie, article 74.1).

À la page 20 de HQD-12, Document 1, lignes 4 à 8, le Distributeur semble vouloir critiquer l'approche de traitement marginal, en lui reprochant sa prémisse que l'État fixe, par rapport à une année de référence donnée, des coûts et des volumes par catégories de consommateurs de l'électricité patrimoniale :

« À l'opposé, un scénario consistant à fixer une seule fois pour les années à venir le coût de fourniture et les volumes de consommation par catégorie de consommateurs pour l'électricité patrimoniale aurait inévitablement pour incidence de traiter distinctement le coût de fourniture postpatrimoniale du reste de la fourniture. »

Nous ne voyons pas en quoi un traitement distinct du coût de l'électricité post-patrimoniale pose des problèmes au niveau des principes. Au contraire, il nous semble que la procédure à suivre pour allouer les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale prévue à l'article 52.2 a créé un précédent en ce sens en stipulant clairement qu'après l'atteinte du plafond assigné à l'électricité patrimoniale, le gouvernement fixera les coûts alloués.

Comment une catégorie de consommateurs donnée peut-elle savoir sa part dans l'électricité patrimoniale, sans connaissance de son volume d'énergie sur le plafond de quelque 165 térawattheures fixé pour l'ensemble des catégories de consommateurs admissibles?

Faisabilité technique confirmée

Quant à la faisabilité technique d'un traitement à la marge, le Distributeur l'a démontrée lui-même lors de la rencontre technique du 7 juillet 2004 (voir illustration de la répartition du coût de fourniture à l'horizon 2011 selon le traitement marginal page 22 de HQD-14, Document 9.1, Annexe 1).

Dans son illustration, le Distributeur a tenu compte des facteurs d'utilisation, des taux de pertes, des coûts unitaires, des ventes de nombreuses catégories de consommateurs, et ce, détaillé distinctement par blocs d'approvisionnement patrimonial et post-patrimonial. Ceci indique clairement que le traitement à la marge peut satisfaire aisément les conditions de l'article 52.2 de la Loi en ce qui touche la prise en compte des caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes.

Comme nous l'avons discuté au début de notre rapport, répartir les coûts entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation et selon la causalité des coûts va de soi pour toute méthode de répartition des coûts qui se veut rigoureuse.

Résultats illustratifs

Le tableau suivant montre les résultats de répartition des deux modes de traitement effectuée à titre indicatif par le Distributeur. On y voit que le traitement marginal indique une croissance de coûts entre 2004 et 2011 relativement peu élevée pour les catégories Domestique et Petite puissance (7%), moyenne (16%) pour la

catégorie Moyenne puissance, et élevée (36%) pour la catégorie Grande Puissance. Ceci reflète l'évolution de la croissance des coûts causée par l'augmentation de la consommation de ces catégories de consommateurs à des rythmes différents.

Tableau 6.1

Résultats - Illustration du Distributeur

Référence: HQD- Rencontre technique du 7 juillet 2004, page 23

Catégorie	Coût c/kWh Année 2004	Traitement global Année 2011	Traitement à la marge Année 2011	Croissance 2004-2011 selon Traitement à la marge
Domestique	3,21	3,72	3,44	7%
Petite puissance	2,89	3,39	3,09	7%
Moyenne puissance	2,69	3,15	3,11	16%
Grande puissance	2,48	2,9	3,38	36%

Il est intéressant de noter que le nouveau Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur confirme la tendance d'une croissance très importante du secteur industriel par rapport à celle des autres secteurs :

« Résultats du scénario moyen

En 2014, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,8 TWh. Cela représente une augmentation de 20,8 TWh sur la période 2004-2014 ou un taux annuel moyen de croissance de 1,2 % ou environ 2 TWh par an. [...]

C'est au secteur industriel (PME et Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel de la croissance prévue (68 %) ; les secteurs Domestique et Agricole ainsi que Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 20 % et 7 %. »¹⁶

¹⁶ Hydro-Québec, Plan d'approvisionnement 2005-2011, Prévision de la demande, HQD-2, Document 1, page 16, ligne 15

Il serait donc tout à fait normal que la croissance des coûts unitaires (c/kWh) entre 2004-2011 du secteur industriel (grande puissance) soit la plus élevée, parmi celles des autres catégories de consommateurs.

Impact sur les indices d'interfinancement des catégories de consommateurs

L'évaluation du Distributeur montre aussi l'impact des deux modes de traitement sur les indices d'interfinancement de ces catégories de consommateurs (voir tableau ci-dessous).

Tableau 6.2

Indice d'interfinancement (calcul illustratif par le Distributeur)

Référence: HQD- Rencontre technique du 7 juillet 2004, page 23

Catégorie	Indice 2004	Indice 2011	Indice 2011
		Traitement global	Traitement à la marge
Domestique	80,7	81,4	84,5
Petite puissance	121,8	121,5	127,7
Moyenne puissance	130,6	127,1	128,9
Grande puissance	115,9	112,2	101,2

On y note qu'à l'horizon de 2011, l'indice d'interfinancement de la catégorie Grande puissance, évalué selon les coûts résultant d'un traitement à la marge pour le bloc d'électricité post-patrimoniale, est de 101,2. Lorsqu'un indice se situe aux alentours de 100, ceci signifie que les tarifs appliqués à cette catégorie sont suffisants pour couvrir ses coûts, sans capacité cependant d'interfinancer les autres catégories de consommateurs dont les indices sont inférieurs à 100.

L'indice de 101,2 évalué par le Distributeur pour la catégorie Grande puissance à l'horizon de 2011 nous semble normal puisque, si cette catégorie de consommateurs avait de la difficulté à couvrir ses propres hausses de coûts dans les prochaines années, elle ne pourrait, par conséquent, « interfinancer » les autres catégories.

En résumé, le traitement à la marge reflète bien la causalité des coûts et mérite d'être privilégié par la Régie.

Séparation claire requise entre l'allocation des coûts et la fixation des tarifs

Dans sa pièce HQD-14, Document 9.1, annexe 1, à la page 21, le Distributeur donne le commentaire suivant à propos du traitement à la marge des coûts de l'électricité post-patrimoniale :

« La croissance des prochaines années viendrait de la clientèle grande puissance et le traitement marginal leur ferait supporter davantage de coût à partir de l'atteinte du patrimonial ». (nos soulignés)

Nous croyons qu'une méthode de répartition des coûts n'a qu'à allouer de façon rigoureuse les coûts aux différentes catégories de consommateurs selon le principe de causalité; elle n'a pas le rôle de faire supporter davantage ou moins les coûts à n'importe quelle catégorie de consommateurs. Ce rôle ne s'assume tout simplement pas par la répartition des coûts.

Selon nous, la question de comment faire supporter les hausses de coûts par différentes catégories de consommateurs devrait être débattue à l'étape de fixation des tarifs, et non pas à l'étape d'allocation des coûts.

Selon notre compréhension, ce rôle est dévolu à la Régie qui a la compétence exclusive de fixer ou modifier les tarifs selon l'article 31 de la Loi et la responsabilité de *tenir compte* des coûts de fourniture d'électricité dans tout tarif qu'elle fixe selon l'article 52.1 de la même Loi. Par conséquent, le fait que le traitement marginal reflète mieux le coût réel de fourniture d'électricité aux différentes catégories de consommateurs constitue un avantage et non un inconvénient pour l'exercice de tarification.

7. ANALYSE DE L'AJUSTEMENT DU VOLUME MAXIMAL DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

Le deuxième alinéa de l'article 52.2 de la Loi spécifie que le volume maximal de consommation patrimoniale est de 165 térawattheures et que le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 cents le kilowattheure.

Pour sa part, le décret 1277-2001 rendu le 24 octobre 2001 fixant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale mentionne le même chiffre de 165 térawattheures de volume annuel à l'article 3, tout en mentionnant à l'article 4 un taux de pertes de transport et de distribution de 8,4% correspondant aux prévisions de la consommation à l'horizon 2005 et à l'article 5, un volume maximal annuel de 178,86 térawattheures à rendre disponible par le fournisseur de l'électricité patrimoniale (Hydro-Québec Production ou Producteur) à conditions climatiques normales. L'article 5 du décret 1277-2001 se lit comme suit :

« Le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, jusqu'à concurrence de 178,86 térawattheures, présenté au profil des livraisons d'électricité patrimoniale et à la courbe annuelle de puissances classés à conditions climatiques normales, annexés au présent décret; »

La différence entre les chiffres de 165 térawattheures mesuré au niveau des ventes (consommation) et de 178,86 térawattheures mesuré au niveau de la production (fourniture) est due uniquement aux pertes de transport et de distribution encourues entre la sortie des centrales de production et les points de vente (consommation).

[voir tableau ci-dessous].

Tableau 7.1

Ventes maximales (consommation) : 165 térawattheures
Pertes de 8,4% évaluée aux conditions prévues pour 2005 à l'époque :
$165 \times 8,4\% = 13,86$ térawattheures
Total : $165 + 13,86 = 178,86 =$ Volume annuel maximal à fournir par HQP.

Selon Hydro-Québec Distribution, Hydro-Québec Production aurait l'obligation de fournir 178,86 térawattheures, valeur mesurée à la sortie de ses centrales de production, avant la prise en compte des pertes de transport et de distribution.

Depuis 2001 jusqu'à maintenant, les taux de pertes de transport et de distribution ont évolué.

Le Distributeur utilise maintenant un taux de pertes de transport et de distribution de 7,5% pour 2005 (HQD-12, Document 1, page 21, tableau B, colonne 3, ligne 17 et page 22, ligne 23). Cette révision du taux de pertes entraîne une augmentation de la limite maximale du volume des ventes, sans changer l'obligation maximale du Producteur (HQP), comme on peut le voir au tableau ci-dessous.

Tableau 7.2

Vente maximale = $178,86$ divisé par $(1+0,075) = 166,38$ térawattheures
Vérification :
Ventes maximales (consommation) : 166,38 térawattheures
Pertes de 7,5% évaluée aux conditions prévues pour 2005 en 2004 :
$166,38 \times 7,5\% = 12,48$ térawattheures
Total : $166,38 + 12,48 = 178,86 =$ Volume annuel maximal à fournir par HQP.

L'augmentation du volume maximal de consommation est donc de 1,38 térawattheure (166,38 moins 165). Elle est entièrement attribuable aux activités réalisées par le Transporteur et le Distributeur dont les coûts sont couverts presque

entièrement par les consommateurs québécois – toutes catégories tarifaires confondues. Le Producteur n'est pas à l'origine de cette augmentation de volume maximal de consommation. Notons que cette dernière représente une valeur d'environ 111 millions de dollars évaluée au prix de remplacement de 8,06 cents le kilowattheure. Dans l'avenir, si le Transporteur et le Distributeur réussissaient à baisser leurs taux de pertes, l'ajustement serait plus bénéfique pour l'ensemble des consommateurs¹⁷.

Le Distributeur propose aussi d'ajuster le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale à 2,767 cents le kilowattheure pour 2005, en raisonnant qu'avant comme après la révision du taux de pertes, cet ajustement ne change pas le volume maximal de production et le montant reçu par le Producteur¹⁸. Nos calculs montrés au tableau suivant confirment les résultats obtenus par le Distributeur :

Tableau 7.3

Montant reçu par le Producteur avant la révision du taux de pertes : $165 \text{ TWh} \times 2,790 \text{ c/kWh} \times 10 \text{ (facteur de conversion d'unités)} = 4\,603,5 \text{ M\$}$
Nouveau coût unitaire moyen après la révision du taux de pertes : $4\,603,5 \text{ divisé par } 166,38 \text{ divisé par } 10 \text{ (facteur de conversion d'unités)} =$ 2,767 cents le kilowattheures.

Cet ajustement du coût unitaire moyen de référence ne cause pas de préjudices à aucune catégorie de consommateurs.

Nous recommandons à la Régie de considérer les ajustements proposés par le Distributeur tels que décrits ci-dessus dans les décisions tarifaires pour l'exercice 2005-2006.

¹⁷ HQD-12, Document 1, page 21, ligne 13

¹⁸ HQD-12, Document 1, page 23, lignes 3 et 4

8. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Nous avons analysé en profondeur la méthode d'allocation globale proposée par le Distributeur à la fois pour l'électricité patrimoniale et post-patrimoniale. Nos analyses nous amènent à formuler des recommandations suivantes :

- Que la Régie tienne compte, dans ses décisions tarifaires pour l'exercice 2005-2006, du fait que le Distributeur aurait alloué environ 44 millions de dollars de trop aux consommateurs domestiques pour l'année témoin projetée 2005 ;
- Que la Régie rejette la proposition du Distributeur d'utiliser la formule d'allocation globale basée sur le facteur d'utilisation du Distributeur pour répartir les coûts de l'électricité post patrimoniale;
- Que la Régie considère le traitement marginal dans son choix de méthode de répartition des coûts de l'électricité post patrimoniale;
- Que la Régie prenne en considération les propositions du Distributeur relatives à l'ajustement du volume maximal de consommation de l'électricité patrimoniale de 166,4 TWh et du coût unitaire moyen de référence de 2,767 cents le kilowattheure pour l'année 2005.

ANNEXE 1

EXTRAIT D'UNE DISCUSSION DE L'APPA SUR LA CAUSALITÉ DES COÛTS DES COMPOSANTES PUISSANCE ET ÉNERGIE

Référence : American Public Power Association (APPA)
Cost of Service Procedures for Public Power Systems
A Cost Allocation Manual, page IX

A newer concept called “cost causation” has recently been developed in which the cost of production is classified to demand and energy on the basis of causes underlying the construction and operation of production plants on the power system. For example, the facilities constructed to meet peak demand requirements of the power system would be classified to demand, those which meet energy requirements would be classified to energy and those which provide both capacity and energy would be distributed to the two functions.

ANNEXE 2

EXTRAITS DE CERTAINS ARTICLES DE LA LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE RELATIFS À LA TARIFICATION

Référence : Site Internet de la Régie

<http://www.regie-energie.qc.ca/regie/reglements.html>

Loi sur la Régie de l'énergie

Responsabilité de la Régie.

32. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée:

1° déterminer le taux de rendement du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel;

2° déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité ou au distributeur d'électricité ou à un distributeur de gaz naturel;

3° énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe;

3.1° déterminer, pour le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et chaque distributeur de gaz naturel les méthodes comptables et financières qui leur sont applicables;

4° (*paragraphe abrogé*).

1996, c. 61, a. 32; 2000, c. 22, a. 7.

CHAPITRE IV

TARIFICATION

Fixation des tarifs.

48. Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité,

au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

Documents requis.

Une demande est accompagnée des documents et des frais prévus par règlement.

1996, c. 61, a. 48; 2000, c. 22, a. 10.

Responsabilité de la Régie.

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;

2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;

5° s'assurer du respect des ratios financiers;

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

8° tenir compte des prévisions de vente;

9° tenir compte de la qualité de la prestation du service;

10° tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Économies d'énergie non rentables.

La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce consommateur ou cette catégorie de consommateurs.

Méthode.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

1996, c. 61, a. 49; 2000, c. 22, a. 11.

Valeur des actifs.

50. La juste valeur des actifs du transporteur d'électricité et d'un distributeur de gaz naturel est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement.

1996, c. 61, a. 50; 2000, c. 22, a. 12.

Restriction.

51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur

de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

[...]

Coûts de fourniture d'électricité.

52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et, en y apportant les adaptations nécessaires, des paragraphes 6° à 10° du premier alinéa de l'article 49 et du deuxième alinéa de ce même article.

Tarif de gestion de la consommation.

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.

Tarifification.

La tarification doit être uniforme par catégorie de consommateurs sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, à l'exception toutefois des réseaux autonomes de distribution situés au nord du 53e parallèle.

Restriction.

La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Dispositions non applicables.

Le quatrième alinéa ne s'applique pas lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transition pour un consommateur qui passe à une autre catégorie de consommateurs.

2000, c. 22, a. 15.

Coûts de fourniture d'électricité.

52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution.

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que:

1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés

par règlement du gouvernement;

2° le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir d'un coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 cents le kilowattheure et correspond:

- i. pour l'année 2000, à celui prévu à l'annexe I;
- ii. pour les années subséquentes jusqu'à ce que le volume de consommation patrimoniale atteigne 165 térawattheures, à celui déterminé par la Régie sur proposition du distributeur d'électricité en se basant sur l'annexe I, sur l'évolution des catégories tarifaires et sur les caractéristiques de consommation mentionnées au premier alinéa;
- iii. pour les années suivantes, à celui fixé par le gouvernement.

Coût de fourniture pour les contrats spéciaux.

Pour les contrats spéciaux conclus en vertu de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation, et celui-ci n'affecte pas le coût de fourniture du distributeur d'électricité applicable aux autres catégories de consommateurs aux fins de l'article 52.1.

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

Le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs ne peut être modifié que dans les conditions prévues à l'article 24.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5). Le cas échéant, le coût de fourniture d'électricité patrimoniale ainsi modifié est celui que doit par la suite utiliser la Régie dans l'application du présent article.

2000, c. 22, a. 15.

[...]

ANNEXE I

**COÛT DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE PAR
CATÉGORIE DE CONSOMMATEURS**

CATÉGORIES COÛTS DE FOURNITURE

Tarifs D et DM	3,24 ¢/kWh
Tarif DH	3,13 ¢/kWh
Tarifs G et à forfait	2,95 ¢/kWh
Tarif G-9	2,80 ¢/kWh
Tarif M	2,72 ¢/kWh
Tarif L	2,47 ¢/kWh
Tarif DT	2,67 ¢/kWh
Tarifs éclairage public et sentinelle	2,63 ¢/kWh

2000, c. 22, a. 57.

ANNEXE 3

Extrait de certains articles relatifs à la méthode de répartition des coûts dans la demande amendée du Distributeur

Référence : Demande amendée du Distributeur datée du 30 septembre 2004-11-07

Page 6 de 9 :

Méthode de répartition des coûts

40. Le Distributeur soumet, pour approbation par la Régie, certaines modifications et précisions à sa méthode de répartition des coûts comme suite à la décision D-2004-47 et aux réunions techniques sur le sujet, le tout tel qu'il appert de la pièce **HQD-12, Document 1.**

Page 7 de 9 :

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande ;

APPROUVER l'établissement d'une provision réglementaire de 36,2 M\$ au 31 décembre 2004 ;

PRENDRE ACTE de la politique de gestion active du risque de change liée aux approvisionnements de court terme présentée à la pièce HQD-5, Document 6 ;

APPROUVER les modifications et ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise à la pièce HQD-12, Document 1 ;

ANNEXE 4

**EXEMPLE D'APPA DE DIFFÉRENTIATION DES CARACTÉRISTIQUES EN
PUISSANCE ET EN ÉNERGIE DANS L'ALLOCATION DES COÛTS**

Référence : American Public Power Association (APPA)
Cost of Service Procedures for Public Power Systems
(Cost Allocation Manual)

page IX-18, lignes 12, 20 et 21 :

Functionalization and Classification of Electric Plant ("Rate Base"):	Total	Demand (System Input)	Energy
Total Hydraulic Plant	\$18 400 000	\$12 512 000 (68%)	\$ 5 888 000 (32%) [Note 1]
Total Other Production Plant	\$37 400 000	\$16 830 000 (45%)	\$20 570 000 (55%) [Note 2]
Total Production Plant	\$55 800 000	\$29 342 000 (52%)	\$26 458 000 (48%)

Note 1: La part en énergie de 32% de la centrale hydroélectrique est égale à son facteur d'utilisation indiqué à la ligne 15 de la page IX-20 (Hydraulic Plant - Plant Factor : 31,96%, Assigned Plant Factor: 32%).

Note 2: La part en énergie de 55% d'autres moyens de production est égale à son facteur d'utilisation indiqué à la ligne 15 de la page IX-20 (Other Production Plant – Plant Factor : 55,31% - Assigned Plant Factor: 55%).

Page IX-22 :

Functionalization and Classification of Operating Expenses	Total Operating Expenses	Demand (System Input)	Energy
Hydraulic Production Expenses Operation and Maintenance Expenses	\$ 200 000	\$ 136 000 (68%)	\$ 64 000 (32%)
Other Production Expenses			
- Operation and Maintenance Expenses	\$ 925 000	\$ 416 250	\$ 508 750
- Fuel Expenses	\$1 400 000	-----	\$1 400 000
- Total	\$2 325 000	\$ 416 250 (18%)	\$1 908 750 (82%)
Purchased Power	\$ 975 000	\$ 536 250 (55%)	\$ 438 750 (45%)
System Control	\$ 20 000	\$ 20 000 (100%)	- (0%)
Total Production Expenses	\$3 520 000	\$1 108 500 (31%)	\$2 411 500 (69%)

ANNEXE 5

BESOINS SPÉCIFIQUES POUR

DES APPROVISIONNEMENTS DE POINTE AVANT 2011 ET LEURS COUTS

Référence : Décision relative à l'étude des coûts évités de l'électricité

Demande d'approbation du budget 2004 du Plan global

d'efficacité énergétique par le distributeur d'électricité

(D-2004-95, R-3519-2003, 13 mai 2004)

D-2004-95, page 16 :

4.3 SIGNAL DE COÛT À LA POINTE

La Régie constate que le Distributeur considère ne pas avoir de besoins spécifiques pour des approvisionnements de pointe avant 2011. La Régie estime qu'à partir de cette date, le Distributeur doit réintroduire une différenciation de coût pointe /hors pointe. Si la révision de la prévision de la demande révélait un devancement des besoins de pointe d'ampleur suffisante, la Régie s'attend à ce qu'un signal de coût à la pointe soit introduit avant 2011.

D-2004-95, page 6 :

Le Distributeur indique avoir observé, en 2002, une différence de prix de l'ordre de 1,5 à 2 ¢/kWh entre les périodes de pointe et hors pointe. Compte tenu qu'il ne compte pas recourir systématiquement aux transactions de marché pour combler les variations de charge, le Distributeur choisit de retenir un montant de 1 ¢/kWh à titre d'écart de coût prévu entre les heures de pointe et les heures hors pointe¹³.

Note de bas de page no. 13 : Pièce HQD-2, document 1, page 37 et 38

ANNEXE 6

RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

Référence : Demande R-3477-2001, Observations finales du Distributeur (15 août 2002)

Original : 2002-08-15 HQD-4, Document 1

Pages 10 et 11 de 47 :

L'intervenant l'AQCIE et l'AIFQ devrait être au fait de cela puisqu'il affirme, en réponse à la question 1.3 de l'UC, avoir pris connaissance du rapport de Merrill Lynch à l'intention du ministre des Ressources naturelles. Or, ce rapport énonce clairement à la page 30 que le tarif de fourniture de 2,79 ¢/kWh est avant rabais des contrats spéciaux, ce qui implique que le volume de consommation de cette catégorie a effectivement été pris en compte dans l'établissement du coût moyen de 2,79 ¢/kWh. Il énonce également que les rabais pour les contrats spéciaux sont absorbés par le producteur le cas échéant, ce que reflète parfaitement les dispositions de la Loi pour les contrats spéciaux.

« Ces tarifs et la méthode d'établissement des prix nets utilisée supposent un tarif moyen de fourniture de 2,79¢ pour la production en 2001 ainsi qu'un taux de rendement de l'avoir propre de 9,75 % affectés au transport. Le tarif de fourniture de 2,79¢ tient compte de la structure de coûts d'Hydro-Québec et inclut un rendement d'environ 18 % de l'avoir propre affectés à la production, avant rabais des contrats spéciaux (comme indiqué dans le tableau 2). Si l'on déduit ces rabais, toutefois, le tarif de fourniture effectif perçu par Hydro-Québec baisse à 2,66¢ avec un rendement de 15,1 % sur l'avoir propre (comme indiqué dans le tableau 1). Les rabais associés aux contrats spéciaux sont en fait absorbés par Hydro-Québec et son actionnaire plutôt que transmis à tous les clients. »²

Dans le cadre de son mandat, Merrill Lynch avait soumis les modèles

analytiques et les données fournis par Hydro-Québec à un examen préalable (« due diligence »). Les coûts par catégorie de consommateurs proposés dans la présente demande sont établis selon la même méthode que celle utilisée pour les coûts fournis à Merrill Lynch et les coûts à l'annexe I de la Loi.

Note de bas de page no. 2 :

Merrill Lynch, rapport présenté au ministre des Ressources naturelles du Québec, « *Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité* », le 14 janvier 2000.

ANNEXE 7

OPINION DE LA RÉGIE SUR L'INDICE D'INTERFINANCEMENT (DOSSIER R-3492 PHASE 2)

Référence : D-2004-47, pages 133 -134
(notes de bas de page omises)

Interfinancement

La Régie réfère à l'opinion contenue dans la décision D-2003-93 relative à l'interfinancement.

Dans cette décision, la Régie demandait au Distributeur, pour la Phase 2 du présent dossier, de mettre à jour le tableau présentant les indices d'interfinancement pour les années 2002, 2003 et 2004.

La Régie constate que le Distributeur s'est conformé, en Phase 2, aux instructions de la Régie. Le Distributeur mesure l'interfinancement selon l'indice HQD et utilise l'année 2002 comme année de référence. La même méthodologie d'allocation des coûts a été utilisée pour toutes les données présentées pour les années 2002, 2003 et 2004.

La Régie note que l'indice HQD pour 2002 est évalué à 80,2 %. Conformément à la décision D-2003-93, la Régie retient ce pourcentage comme balise de référence dans l'établissement de l'indice HQD des années 2004 et suivantes. (nos soulignés)

La Régie constate que, dans l'ensemble, l'indice HQD de 2004 est comparable à celui de 2002. Pour la catégorie Domestique, il passe de 80,2 % en 2002 à 80,7 % en 2004. L'écart de 0,5 point de pourcentage a été expliqué par le Distributeur et constitue, selon la Régie, un niveau de fluctuation acceptable.

La Régie note que l'augmentation uniforme des tarifs proposée par le Distributeur ne modifie pas de façon significative les indices d'interfinancement.

La Régie réitère son opinion contenue dans sa décision D-2003-232 et relative à la hausse uniforme et au maintien de l'interfinancement.

« Or, comme les données produites en preuve montrent que l'indice HQD s'établirait en 2004 à 80,7 % pour la catégorie « Domestique » à la suite d'une hausse uniforme, comparativement à 80,2 % en 2002, il n'y a pas lieu d'appliquer aux tarifs du Distributeur une correction à l'égard du respect de la mesure de l'interfinancement. La Régie considère donc que, dans le cadre de la présente décision, une hausse uniforme des tarifs respecte les dispositions de la Loi relative au maintien de l'interfinancement. »

Pour ce qui est des contrats spéciaux, le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat, déduction faite des coûts de transport et de distribution. L'indice d'interfinancement associé à ces contrats spéciaux est donc, de par l'application de la Loi, égal à 100 %.

La Régie note que le Distributeur inclut toutes les catégories tarifaires dans l'analyse de l'interfinancement, y compris les tarifs de gestion de la consommation et de secours et les contrats spéciaux, tel que demandé par la Régie. Le Distributeur fournit les tableaux exigés dans la décision D-2003-93. L'indice HQD est établi à 100 % pour les tarifs de gestion de la consommation et de secours. La Régie considère que cet indice reflète la méthode de répartition des coûts approuvée par la présente décision et la prise en compte d'un compte de frais reportés pour le tarif BT (voir à cet égard la dissidence du régisseur Anthony Frayne à la section 6.3).

En conséquence, la Régie accepte majoritairement la proposition du Distributeur relative à la mesure de l'interfinancement.

ANNEXE 8

ILLUSTRATION DES IMPACTS D'UNE CLASSIFICATION DIFFÉRENCIÉE Année 2005

Données de caractéristiques de consommation

	Ventes patr.+p.patr. GWh Réf. B1	FU Réf. C1	Taux de perte Réf. D1
D et DM	54 642	47,20%	9,30%
DH	4	51,70%	9,30%
Tarif DT	2 635	80%	9,30%
G et à forfait (T1,T2, T3)	12 604	62,80%	9,20%
G-9	1 092	68,70%	9,00%
Tarif M	26 234	78,50%	8,50%
Éclairage public et sentinelle	554	86,80%	9,30%
L	52 231	95,80%	5,50%
H	10	76,90%	6,80%
Contrats spéciaux (sans ajust.)	18 457	99,90%	5,20%
Total (nos calculs)	168 463		
Total (HQD)	168 463	67,90%	7,50%

Réf. B1: HQD-12, Document 4, page 15, colonne 9

Réf. C1: HQD-12, Document 4, page 16, colonne 3

Réf. D1: HQD-12, Document 4, page 16, colonne 4

	Énergie Niv. Prod. avec pertes GWh	Puissance Niv. Prod. avec pertes	Puissance moy. 300h pointe Réf. G1
D et DM	59 724	14 444	14 436
DH	4	1	1
Tarif DT	2 880	411	411
G et à forfait (T1,T2, T3)	13 764	2 502	2 503
G-9	1 190	198	198
Tarif M	28 464	4 139	4 140
Éclairage public et sentinelle	606	80	80
L	55 104	6 566	6 565
H	11	2	2
Contrats spéciaux (sans ajust.)	19 417	2 219	2 456
Total (nos calculs)	181 163	30 561	30 792
Total (HQD)			30 793

Réf. G1: HQD-12, Document 4, page 70, colonne 5

Parts de responsabilité en puissance et en énergie

selon les énergies et les puissances moyennes de pointe au niveau de production

	Énergie	Puissance .
D et DM	32,97%	46,88%
DH	0,00%	0,00%
Tarif DT	1,59%	1,33%
G et à forfait (T1,T2, T3)	7,60%	8,13%
G-9	0,66%	0,64%
Tarif M	15,71%	13,45%
Éclairage public et sentinelle	0,33%	0,26%
L	30,42%	21,32%
H	0,01%	0,01%
Contrats spéciaux (sans ajust.)	10,72%	7,98%
Total (nos calculs)	100,00%	100,00%
Total (HQD)		

Coûts de puissance et d'énergie

Bloc patrimonial

FU Distributeur en 2002	67,30%	(a)
FU Distributeur en 2003	67,80%	(b)
FU du Distributeur en 2004	67,70%	©
FU du Distributeur en 2005	67,90%	(d)

(a): Cause R-3477-2001, HQD-1, Doc. 1, p.2

(b): Cause R-3541-2004, HQD-12, Document 2, page 16, colonne2

©: HQD-12, Doc. 3, p. 16, colonne 2

(d): HQD-12, Doc. 4, p. 16, colonne 2

Plafond mesuré au niveau de la consommation	166 400	
Production limite	178860	GWh
Puissance maximale (Décret1277-2001, Annexe A)	34342	MW
FU	59,45%	
Part de l'énergie en 2005 (= FU en 2005)	67,90%	
Coût bloc patrim.(2005)	4603,5	(HQD-12, Doc. 4, p. 15, colonne 4)
Coût bloc patrim. en énergie	3 125,78	
Coût bloc patrim. en puissance	1 477,72	

Bloc post patrimonial (supposé 100% de composante énergétique)

Coût total	166,30	(HQD-12, Doc. 4, p. 15, colonne 7)
Coût en énergie	166,30	100% (supposition)
Coût en puissance	0,00	

Blocs patrimonial et post patrimonial

Coût en énergie	3 292,08
Coût en puissance	1 477,72
Total	4 769,80
Total selon HQD	4769,8

Allocation en fonction des caractéristiques de consommation

	Coût Énergie (M\$)	Coût P. (M\$)	Total
D et DM	1085,3	692,8	1778,1
DH	0,1	0,0	0,1
Tarif DT	52,3	19,7	72,1
G et à forfait (T1,T2, T3)	250,1	120,1	370,2
G-9	21,6	9,5	31,1
Tarif M	517,2	198,7	715,9
Éclairage public et sentinelle	11,0	3,8	14,8
L	1001,3	315,1	1316,4
H	0,2	0,1	0,3
Contrats spéciaux (sans ajust.)	352,8	117,9	470,7
Total (nos calculs)	3292,1	1477,7	4769,8
Total (HQD)			

Comparaison des résultats - Données de l'année 2005

	Coût (M\$) Méthode FU	Coût (M\$) Classificat. Différenciée	Écart (M\$)	Écart (%)
D et DM	1791,2	1778,1	13,1	0,7%
DH	0,1	0,1	0,0	-21,5%
Tarif DT	72,1	72,1	0,0	0,1%
G et à forfait (T1,T2, T3)	371,6	370,2	1,4	0,4%
G-9	31,2	31,1	0,1	0,2%
Tarif M	716,3	715,9	0,4	0,1%
Éclairage public et sentinelle	14,8	14,8	0,0	-0,3%
L	1314,1	1316,4	-2,3	-0,2%
H	0,3	0,3	0,0	3,4%
Contrats spéciaux	458,2	470,7	-12,5	-2,7%
Total	4769,9	4769,8	0,1	0,0%

Référence: Coûts selon la méthode proposée par le Distributeur tirés de HQD-12, Document 4, page 15, colonne 17

Illustration - Impact d'une classification différenciée en puissance et en énergie

	Non- Différenciée (*) (M\$)	Différenciée (M\$)	Écart (M\$)
Domestique	1863,4	1850,3	13,1
Petite et moyenne puissance	1133,9	1132,1	1,8
Grande puissance	1772,6	1787,4	-14,8
Total	4769,9	4769,8	0,1

(*): Coûts selon la méthode proposée par le Distributeur tirés
de
HQD-12, Document 4, page 15, colonne 17

ANNEXE 9

Prévision des volumes de consommation en 2005 (GWh)

1. Tarifs D et DM	54642
2. Tarif DH	4
3. Tarif DT	2635
4. Tarifs G et à forfait	12604
5. Tarif G-9	1092
6. Tarif M	26234
7. EPS	554
8. Tarif L	52231
9. Tarif H	10
10. Contrats spéciaux	18457
Total	168463

EPS: Éclairage public et Sentinelle

Référence: HQD-12, Document 4, page 15, colonne 9

ANNEXE 10

Coûts unitaires (c/kWh) de l'électricité patrimoniale selon Hydro-Québec

	2003 (a)	2004 (b)	2005 ©	2005 (d)
	approuvé par la Régie	approuvé par la Régie	proposition d'HQD Cause R-3541-2004 non ajusté (calculé par HQD)	ajusté par HQD
1. Tarifs D et DM	3,23	3,23	3,21	3,20
2. Tarif DH	3,12	3,12	3,10	3,09
3. Tarif DT	2,70	2,70	2,68	2,67
4. Tarifs G et à forfait	2,91	2,91	2,89	2,88
5. Tarif G-9	2,82	2,82	2,80	2,79
6. Tarif M	2,69	2,69	2,67	2,67
7. EPS	2,66	2,66	2,62	2,61
8. Tarif L	2,48	2,48	2,46	2,46
9. Tarif H	2,53	2,54	2,64	2,64
10. Contrats spéciaux	2,44	2,44	2,43	2,43

(a) HQD-12, Document 2, page 15, colonne 2

" Pour l'année historique 2003, les coûts unitaires pour la consommation patrimoniale correspondent à ceux approuvés par la Régie dans sa décision D-2004-47"
(note de bas de page [1] de HQD-12, Document 2, page 15)

(b) HQD-12, Document 3, page 15, colonne 2

Note de bas de page (1) de la référence:

" Pour l'année de base 2004, les coûts unitaires pour la consommation patrimoniale correspondent à ceux approuvés par la Régie dans sa décision D-2004-47"

(c) HQD-12, Document 4, page 16, colonne 4

(d) HQD-12, Document 4, page 15, colonne 2 et page 16, colonne 6