

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3549-2004 PHASE 2

RAPPORT D'EXPERTISE DE CO PHAM

Préparé à la demande de

L'UNION DES CONSOMMATEURS

18 octobre 2005

INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3549-2004 - Phase 2 de la Régie de l'énergie, l'Union des consommateurs nous a donné le mandat de fournir des expertises verbales et écrites sur certains sujets.

Ce rapport d'expertise présente les résultats de notre travail sur chacun des points stipulés dans notre mandat que nous avons regroupés dans les sections suivantes :

1. Évolution des besoins de transport
2. Principes reconnus de la répartition des coûts
3. Analyse de la méthode de répartition des coûts proposée par le Transporteur et des méthodes alternatives
4. Commentaires sur les tests effectués par Dr Ren Orans
5. Conclusion et recommandation relative à la méthode de répartition des coûts de transport d'Hydro-Québec
6. Analyse des tarifs proposés par le Transporteur
7. Proposition d'un scénario tarifaire alternatif.

On trouvera à la fin du rapport notre conclusion qui comprend nos recommandations.

1. ÉVOLUTION DES BESOINS DE TRANSPORT

Le tableau ci-dessous reproduit les données relatives aux besoins de transport (incluant les pertes électriques) pour la période 2001-2005 qui ont été produites par le Transporteur suite à une demande de renseignements de la Régie. On y note que la puissance coïncidente de la charge locale passe de 29 287 MW en 2001 à 35 514 MW en 2004; ses besoins normalisés de 2005 sont prévus à 34 060 MW.

Tableau 1.1

Besoins de transport (incluant pertes électriques) pour 2001-2005

Source : HQT-6, Document 1, p. 12 (Version révisée du 5 octobre 2005)

(Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie)

11 **Tableau R8.1 – Besoins de transport (avec pertes) pour 2001-2005**

	2001	2002	2003	2004	2005 (prévision)
Charge locale (MW)					
- Maximum annuel	29 346	31 171	34 487	35 514	s.o
- Coïncident à la pointe du réseau de transport	29 287	30 413	34 487	35 514	s.o
- Normalisé	32 211	32 244	33 735	34 295	34 060
Point à point long terme (MW)					
- HQP	3 877	3 306	1 878	405	405
- Autres	105	-	-	-	-
Point à point mensuel ferme (MW)					
- HQP	1 780	750	126	210	-
- Autres	300	175	276	220	-
Point à point hebdomadaire ferme (MW)					
- HQP	80	-	-	-	-
- Autres	400	1 057	132	-	-
Point à point quotidien ferme (MW)					
- HQP	-	563	153	5 207	5 882
- Autres	-	350	-	20	-
Point à point quotidien non ferme (MW)					
- HQP	-	-	-	-	-
- Autres	-	74	-	-	-
Point à point horaire non ferme (TWh)					
- HQP	0,1	1,5	2,1	6,7	8,9
- Autres	0,0	0,1	0,6	0,3	0,4

12 s.o.: sans objet

Les besoins du service de transport de point à point à long terme d'Hydro-Québec Production accusaient une chute draconienne de 3 877 MW en 2001 à seulement 405 MW en 2004. Par contre, les besoins des services de point à point à court terme de cette même division d'Hydro-Québec augmentaient significativement pendant cette période. En effet, tel que montré par les données du Transporteur au tableau ci-dessus, les besoins d'Hydro-Québec Production pour le service de point à point quotidien ferme augmentent de 10 fois entre 2002 et 2005. De même, les besoins du service de point à point horaire non ferme d'Hydro-Québec Production se multiplieraient d'environ 10 fois entre 2001 et 2005. Les besoins des utilisateurs du réseau de transport d'Hydro-Québec autres que Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production sont plutôt marginaux.

2. PRINCIPES RECONNUS DE LA RÉPARTITION DES COÛTS

La répartition des coûts vise à attribuer à une catégorie de consommateurs ou à un type de service une juste part du coût d'un ensemble donné d'actifs. Ce dernier peut être, à titre d'exemple, l'ensemble des coûts des installations de transport à très haute tension d'Hydro-Québec, ou le coût total des postes d'interconnexion requis aux activités d'exportation et d'importation. On donne à ces différents regroupements le qualificatif « fonction » ou « sous-fonction », puisque que chacun d'eux joue une fonction distincte ou particulière dans le système électrique.

Pour s'assurer que la répartition des coûts est juste et rigoureuse, on doit s'appuyer sur des principes reconnus dans l'industrie électrique. Généralement, ce sont le principe de causalité des coûts et le principe d'utilisation respective des actifs par différents types de service ou catégories de consommateurs ainsi que le reflet des caractéristiques physiques et économiques du système électrique sous examen.

En ce qui concerne le principe de causalité des coûts, la Régie de l'énergie l'appuie de façon très claire :

« La Régie considère que la méthodologie d'allocation des coûts devrait respecter certains principes standards dont les liens de causalité des coûts » (Décision D-2002-102, p. 62).

La Régie considère également l'utilisation du réseau comme étant un critère important à considérer dans la répartition du coût du service de transport :

« La Régie est d'avis que l'utilisation du réseau constitue un critère important à considérer dans l'allocation des coûts de transport. La Régie prend acte de la volonté d'Hydro-Québec de donner toute l'information requise sur l'utilisation du réseau de transport » (Décision D-2002-102, page 62).

Quant au principe du reflet des caractéristiques du système électrique, l'*American Public Power Association* (APPA) l'énonce dans son manuel sur les procédures de répartition des coûts comme suit :

« The best practical method of allocation demand costs for public power systems may be one selected on the basis of the operating characteristics of the utility system and identification of pricing problems faced by the utility » (APPA, Cost of Service Procedures for Public Power Systems, page X-4).

Le réseau de transport d'Hydro-Québec se caractérise par la présence des "lignes" de transport de longue distance à très haute tension due à l'aménagement des centrales de production hydroélectriques éloignées. L'application du principe de reflet des caractéristiques dans la répartition des coûts suggère donc une attention particulière à la répartition du coût de la fonction « Réseau » qui représente une partie importante de l'actif du Transporteur. Hydro-Québec évalue l'actif de la fonction Réseau¹ à 9,8 milliards de dollars au 31 décembre 2005, soit 66% de l'actif total de 14,8 milliards de dollars² du Transporteur (HQT-3, Document 6, page 4, tableau 1, colonnes 1 et 4).

Les principes de causalité des coûts et d'utilisation du système peuvent se comprendre par la lecture de l'extrait suivant dans la demande d'approbation des tarifs de transport du NSPI devant le *Nova Scotia Utility and Review Board* :

*« 5.2.4 Determination of System Usage
Usage of the system by various services must be defined in order to allow the revenue requirement to be allocated to the services. The challenge is to select metrics for each of the services such that the cost allocation meets the appropriate rate making principles.
The "cost causation" and "used and useful" principles are the two most relevant to the issue of what usage to apply in the allocation of revenue requirements.*

¹ Incluant les sous-fonctions Très haute tension, 450 kV et Haute tension.

² Actif total (incluant le Centre de conduite du réseau (CCR), le Centre de téléconduite (CT) et les actifs de soutien).

The principle of "Cost Causation" seeks to allocate cost in a manner that is reflective of the customer characteristics that cause the costs to be incurred. The "Used and Useful" principle reflects the notion that only assets used to serve a customer are charged to that customer and that the allocation adequately reflects appropriate usage. At the same time, the "Used and Useful" principle would seek to ensure that all customers using the Transmission System pay a fair and reasonable share of transmission costs. » (Nova Scotia Utility and Review Board – Notice of Application and Direct Evidence of NSPI, May 12, 2004 - p. 49)

Dans les sections qui suivent, nous analyserons l'application éventuelle de différentes méthodes de répartition des coûts pour le cas du réseau d'Hydro-Québec en fonction des principes reconnus décrits ci-hauts.

3. ANALYSE DE LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS PROPOSÉE PAR LE TRANSPORTEUR ET DES MÉTHODES ALTERNATIVES

Le Transporteur décrit la méthode de répartition qu'il propose à la Régie à la pièce HQT-3, Document 1, intitulée « Méthode de répartition du coût du service ». Les données et résultats spécifiques pour chacune des années de la période 2001-2005 se trouvent respectivement aux pièces HQT-3, Documents 2 à 6.

3.1 Exclusion des services point à point à court terme dans la répartition des coûts par service

Dans ce rapport, nous utilisons le terme « coût de transport » comme équivalent à celui de « revenus requis ». Pour l'année 2005, la Régie a approuvé les revenus requis du Transporteur à 2 591 millions de dollars.

Ces coûts sont répartis par le Transporteur exclusivement aux services de transport fermes à long terme, c'est-à-dire le service de transport destiné à la charge locale et le service de transport point à point à long terme, même s'il peut exister dans les faits certains coûts associables aux services de transport non fermes. Cette façon de faire est conforme à l'orientation suivante de la Régie :

« La Régie retient que, selon la preuve du transporteur, les transactions à court terme sont effectuées aux fins d'optimisation du réseau. Dans la mesure où le réseau de transport est conçu pour satisfaire les besoins fermes à long terme, il apparaît logique, en conséquence, de ne pas inclure les besoins à court terme dans ceux du service de point à point aux fins d'allocation des coûts et d'établissement des tarifs. » (D-2002-95, p. 174)

Nous souscrivons à cette orientation de la Régie pour la répartition des coûts. Également, nous lui soumettons respectueusement que l'application de cette orientation implique qu'en contrepartie, les revenus tirés des services de transport à court terme soient crédités de façon juste et raisonnable aux clients de la charge locale et point à point à long terme à l'étape d'établissement des tarifs. Notons que le *National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)* supporte le principe de considérer les revenus des transactions à court terme comme des crédits dans la répartition des coûts de transport :

« Since firm power loads are the highest order of electric service, all fixed costs are deemed incurred to provide such service. Conversely, non-firm service may either be opportunity-type sales without availability assurances, or sales from surplus capacity with limited assurances of availability. (...) With value of service negotiated prices, revenues may even exceed fully distributed costs. In recognition of this cost or price flexibility, the demands for non-firm customers are usually excluded from the allocation factor determinations and, concomitantly, the revenues collected from non-firm customers are treated as credits in the cost of service. » (NARUC, Electric Utility Cost Allocation Manual, January, 1992, p. 75)

Nous discuterons plus loin de l'importance de l'application du principe de répartition équitable des revenus tirés des transactions à court terme à la charge locale et au service point à point à long terme.

3.2 Causalité des coûts et Utilisation du réseau

Le Transporteur utilise la méthode du 1-PC (appelée en anglais « *One Coincident Peak* » – 1 PC) pour répartir le coût de la fonction Réseau entre les services de transport. Rappelons que la fonction Réseau comprend trois sous-fonctions : Très haute tension, 450 kV et Haute tension, selon le regroupement effectué par le Transporteur³. Des méthodes alternatives peuvent être envisagées, par exemple la méthode des 12 PC appliquée par la majorité des réseaux américains.

Le Transporteur décrit la méthode du 1-PC de la façon suivante :

« (...) différentes méthodes existent pour établir la relation entre le coût de desservir un groupe et la demande de ce dernier. Une de ces méthodes, appelée facteur de répartition de la pointe annuelle coïncidente (« 1 CP » pour « 1 Coincident Peak »), consiste à considérer les efforts déployés pour rencontrer la pointe annuelle d'un réseau comme étant la principale causalité des coûts de ce réseau. La contribution des clients à cette pointe annuelle est ainsi utilisée pour mesurer la responsabilité relative de chaque groupe de clients par rapport aux coûts de ce réseau. Par conséquent, les groupes de clients contribuant le plus à cette pointe se verront imputer la plus grande part des coûts du réseau. »⁴

Le Transporteur justifie l'utilisation de la méthode du 1-PC (facteur de répartition 1-PC) pour son cas comme suit :

« Le Transporteur fonde la répartition par service sur le principe de causalité entre le coût du service de transport et les investissements et les dépenses qui doivent être réalisés pour rencontrer la pointe annuelle du réseau. En effet, le profil de charge que le Transporteur constate sur son réseau reflète une différence importante entre la magnitude de la pointe annuelle, qui culmine durant les mois d'hiver, le plus vraisemblablement en janvier, et la puissance moyenne annuelle transitée sur le réseau de transport (correspondant à environ 60 % de la puissance de pointe annuelle).

³ HQT-3, Document 1, page 32, tableau 2

⁴ HQT-3, Document 1, page 26

Ce fait s'explique par la prédominance du chauffage électrique au Québec, qui, tel que mentionné précédemment, constitue une caractéristique importante du réseau du Transporteur. (...)

La spécificité du réseau de transport d'électricité du Québec a comme conséquence de favoriser l'utilisation d'un facteur de répartition 1 CP pour traduire ce constat. »⁵ (nos soulignés)

Selon nous, même si certains faits relatés par le Transporteur sont vrais, tels que les investissements réalisés pour rencontrer la pointe annuelle et la prédominance du chauffage électrique au Québec, ceux-ci ne permettent pas de conclure automatiquement que le facteur de répartition 1 PC est approprié pour répartir le coût de la fonction Réseau.

En effet, les investissements et les dépenses d'Hydro-Québec pour son réseau de transport ont été réalisés pour acheminer l'électricité produite des centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec aux grands centres de distribution à l'année longue, et non pas à la seule heure de pointe annuelle du réseau. Par ailleurs, Hydro-Québec aurait su vraisemblablement tirer profit du prix élevé de l'électricité aux États-Unis grâce aux installations de transport et aux postes d'interconnexion d'Hydro-Québec TransÉnergie. On doit donc se servir des facteurs de répartition appropriés pour que tous les utilisateurs du réseau participent équitablement à la couverture de son coût, que ces utilisations se produisent au moment de la pointe annuelle (une heure sur les 8 760 heures d'une année) ou aux autres heures de l'année.

Prenons un exemple pour illustrer cette notion fondamentale. Le tableau suivant présente les puissances réelles en 2001 de la charge locale et la puissance réservée⁶ par le service point à point à long terme. La figure 3.2.1 illustre les appels de puissance en hiver par rapport à ceux plus faibles du reste de l'année.

⁵ HQT-3, Document 1, pages 27-28

⁶ L'utilisation de la puissance réservée est cohérente avec la pratique de la FERC telle que décrite dans l'extrait suivant :

« With respect to Point-to-Point Service, FERC substitutes Point-to-Point reservations for actual use, in recognition of the fact that the Transmission Provider is fully committing the Reserved Capacity on a long-term firm basis. The Transmission Provider must design the Transmission System to accommodate the full use of the Reserved Capacity at any time, including the time of monthly

Tableau 3.2.1

Puissance de pointe (MW) - 2001

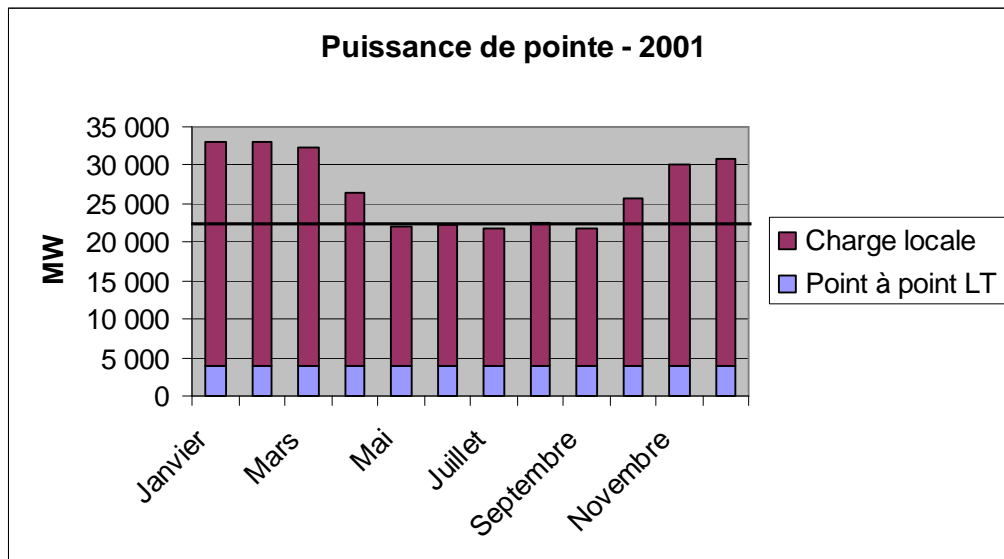
	Point à point LT (a)	Charge locale (b)	Total	%
Janvier	3 844	29 287	33 131	
Février	3 844	29 271	33 115	
Mars	3 844	28 372	32 216	
Avril	3 844	22 609	26 453	
Mai	3 844	18 062	21 906	
Juin	3 844	18 493	22 337	
Juillet	3 844	17 837	21 681	
Août	3 844	18 658	22 502	
Septembre	3 844	18 002	21 846	
Octobre	3 844	21 801	25 645	
Novembre	3 844	26 294	30 138	
Décembre	3 844	27 031	30 875	
Minimum			21 681	65,4%
Moyenne			26 820	81,0%
Maximum			33 131	100,0%

(a): Réserve, Dossier R-3401-98, HQT-10, Document 1, page 21

(b): Charge locale incluant Churchill Falls (HQT-6, Document 7, p. 74)

Capacité du réseau pour l'année 2001: 36 696 MW (HQT-6, Document 9, p. 12)

Figure 3.2.1



La méthode du 1 PC suppose que l'utilisation relative par différents usagers à la seule heure de pointe annuelle soit une mesure valable pour refléter le coût de la capacité du réseau (33 131 MW dans cet exemple), et ce à toutes les heures d'une année donnée. Ainsi, la charge locale est responsable de 88,39% de tous les coûts du réseau (29 287 MW divisé par 33 131 MW) dans cet exemple. Pour sa part, le service point à point à long terme est considéré par la méthode du 1 PC comme responsable de 11,69% (100% moins 88,39%) du coût total. Est-ce une répartition rigoureuse et précise ?

Le tableau et la figure ci-dessus montrent que la puissance minimale de l'année 2001 était de 21 681 MW, soit à environ 65% de la capacité du réseau. Sans chauffage électrique, sans exportation d'électricité en hiver, Hydro-Québec aurait construit tout de même cette capacité minimale qui devrait être assumée par tous les usagers du réseau. Les demandes élevées en hiver ne seraient la cause de la construction que d'une partie de la capacité maximale du réseau, soit 11 596 MW (= 35% x 33 131 MW).

Par ailleurs, dans l'extrait ci-haut cité⁷, le Transporteur confirme qu'environ 60% de la capacité totale du réseau n'est pas causée par le chauffage électrique et autres besoins de puissance. Sans perdre de temps pour débattre de la précision du chiffre de 65% ou de celui de 60%, force est de constater qu'on ne peut se permettre d'utiliser sans démonstration les puissances de pointe annuelles comme seul paramètre de répartition des coûts pour un réseau dont l'actif atteindra 14,8 milliards de dollars au 31 décembre 2005⁸.

Pour refléter correctement l'utilisation du réseau par différents services, on doit donc tenir compte de différents paliers de puissance et ce, à toutes les heures d'une année donnée. Ce que la méthode du 1 PC ne permet pas de faire.

Pour sa part, la méthode des 12 PC tient compte des 12 pointes mensuelles en les reflétant dans les coûts de différents paliers de puissance. L'importance des demandes de puissance élevées pendant les mois d'hiver est prise en compte implicitement dans la formule de calcul des responsabilités respectives de chacun des services de transport en question.

3.3 Choix de la méthode de répartition des coûts dans une perspective à moyen et long terme

Par ailleurs, il faut aussi considérer les perspectives à moyen et à long terme de l'évolution énergétique dans le choix d'une méthode de répartition des coûts du réseau de transport d'Hydro-Québec. Dans sa décision D-2002-95, à la page 212, la Régie a exprimé sa volonté de s'assurer du caractère adéquat de l'approche du Transporteur pour répartir ses coûts de service entre ses clients dans une perspective à moyen et à long terme :

« Étant donné le degré insuffisant de précision de l'étude produite par le transporteur, la Régie ne peut conclure de façon définitive sur le caractère adéquat ou non de l'approche du transporteur dans une perspective à moyen et à long terme. La Régie juge nécessaire de disposer, pour ce faire, d'une étude d'allocation

⁷ HQT-3, Document 1, pages 27-28

⁸ HQT-3, Document 6, page 4, colonne 4

des coûts effectuée suivant les règles de l'art de la tarification tout comme cela est pratique courante pour établir les tarifs dans le domaine gazier au Québec. »

La vraisemblable forte croissance du secteur industriel au Québec et les efforts déployés pour l'efficacité énergétique modifieraient les profils de consommation dans les prochaines années. D'autre part, les projets de centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec risquent d'utiliser le réseau de transport davantage en période hors pointe, compte tenu que les besoins de l'énergie des régions limitrophes sont en été. Ceci suggère une utilisation accrue des moyens de transport d'Hydro-Québec pendant les heures hors pointe qui ne saura être reflétée correctement par la puissance de pointe annuelle.

Dans ce contexte, la méthode du 1 PC sera davantage inappropriée pour attribuer les responsabilités de coûts de la fonction Réseau aux différents services de transport.

3.4 La gestion de la demande et la répartition des coûts

À propos de la capacité des méthodes de répartition des coûts à inciter la clientèle à gérer sa demande, le Transporteur écrit ce qui suit :

« La position soutenue par le Transporteur est également conforme aux prescriptions contenues au guide sur la répartition du coût du service de l'APPA où il y est stipulé que :

« 12-CP allocates demand costs over an annual period of time and, in this respect, can dilute, or reduce, the allocation of demand costs of those customer classes heavily contributing to sharp maximum system peak demands. If the power system has a high winter or summer peak demand relative to demands of other times, use of this method is questionable if a cost-price signal were desired to reduce peak demand. »

Ainsi, dans le cas d'un réseau ayant une forte pointe d'hiver par rapport au reste de l'année, comme c'est le cas pour le Transporteur, il est inapproprié d'utiliser un facteur de répartition 12 CP puisqu'il ne permet pas d'inciter la clientèle à réduire la demande au moment de pointes annuelles. »⁹

Avec respect pour l'opinion contraire, nous exprimons notre désaccord avec la position du Transporteur sur cet aspect. Et voici pourquoi.

Premièrement, selon nous, il faut éviter d'introduire dans la répartition des coûts des « signaux ». En effet, au Québec, les promoteurs d'exportation d'électricité pourraient tenter de mettre de l'emphase sur la composante puissance de pointe pour diminuer les coûts de transport attribuables à cette activité alors que les défenseurs des consommateurs pourraient faire le contraire. D'autres groupes pourraient aussi « aimer » voir des résultats de coûts selon leurs optiques. En bout de ligne, on ne saura plus si les résultats de répartition de coût se rapprochent du coût réel ou s'ils incluent déjà certaines préférences partisans. À notre avis, tous les « signaux » devraient se faire seulement à l'étape d'établissement des tarifs, après avoir calculé les coûts rigoureusement. Ce serait précisément pour cette raison que l'industrie électrique et la Régie distinguent la répartition des coûts de l'établissement des tarifs :

« Selon la Régie, il est important, dans un premier temps, de souligner la distinction entre les étapes de l'allocation des coûts et de la fixation des tarifs. » (Décision D-2002-95, page 210)

D'autre part, l'alinéa 6 de l'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* spécifie que lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit notamment : « tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégories de consommateurs (...) ». Il serait impossible pour la Régie de tenir compte des coûts de service et de s'assurer que les tarifs sont justes et raisonnables si les coûts de service renferment déjà les « signaux », si valables soient-ils. Aucune méthode de répartition des coûts ne doit se substituer au rôle Régulateur.

⁹ HQT-3, Document 1, page 30

Les « *prescriptions contenues au guide sur la répartition du coût du service de l'APPA* »¹⁰ que cite le Transporteur ne correspondent pas au contexte québécois actuel où on distingue le coût de service des tarifs. Notons par ailleurs que la citation de l'APPA a bel et bien utilisé l'expression « *if a cost-price signal were desired to reduce peak demand* ».

Lorsque la clientèle du Distributeur s'efforce de gérer ses appels de puissance pendant tous les moments d'une année donnée, les résultats de ces efforts s'observeront par la modification des profils de consommation mensuels, hebdomadaires, et non uniquement par les pointes annuelles. À l'étape de répartition des coûts, ces modifications éventuelles de profils de consommation de la clientèle du Distributeur seront mieux reflétées par les 12 puissances coïncidentes mensuelles (méthode des 12 PC) que par une seule puissance annuelle (méthode 1 PC). Les efforts éventuels du Distributeur de diminuer sa demande de transport à toutes les heures de l'année, résulteront certes à plus de disponibilité du réseau pour les tiers. Ceux-ci permettraient au Transporteur d'obtenir des revenus supplémentaires et de réduire par conséquent les contributions requises du Distributeur et des clients de point à point à long terme, à l'étape de tarification.

En résumé, nous croyons que, dans le cas du Transporteur, la méthode de répartition des 12 PC respecte mieux les principes de causalité des coûts et de l'utilisation du réseau que la méthode du 1 PC. Cette dernière doit être rejetée définitivement par la Régie puisqu'elle viole les principes fondamentaux de causalité des coûts et d'utilisation du réseau.

Il faut donc rechercher des méthodes alternatives à la méthode du 1 PC.

Pour sa part, la méthode des 12 PC est relativement facile à appliquer. De plus, elle a l'avantage de bénéficier d'un historique d'application puisque la majorité des transporteurs d'électricité nord-américains l'utilisent.

¹⁰ HQT-3, Document 1, page 30

La méthode du *facteur d'utilisation* a aussi des qualités comparables à la méthode des 12 PC, en terme de causalité des coûts et d'utilisation du réseau. Cependant, elle est mal connue dans l'industrie électrique et requiert un plus grand nombre de mesures.

Le tableau suivant compare les résultats de répartition des coûts de la fonction Réseau par service selon les facteurs 1 PC et 12 PC, pour l'année 2005.

Tableau 3.4.1

Répartition du coût de la fonction Réseau * (M\$)	1 PC	12 PC	Différence	
Charge locale	1 706	1 700	6	0,36%
Point à point à long terme	20	26	-6	-30%
Total	1 726	1 726		
(*): incluant CCR, CT, et Soutien				
Source: 1-PC: HQT-3, Document 6, page 23, 12-PC: HQT-6, Document 7, page 80.				

Bien qu'il existe des différences entre les résultats des deux méthodes de répartition, celles-ci ne représentent que 6 millions de dollars pour les coûts de la fonction Réseau. Ceci s'explique par le fait que la proportion relative de la demande du service point à point à long terme est très faible en 2005 (environ 1%¹¹). Dans ce cas précis de répartition du coût de la fonction Réseau, le choix éventuel de la méthode

11

Source: HQT-3, Document 6, p. 23		
<u>Puissance excluant Churchill Falls (MW)</u>		
Charge locale	28 965	98,62%
Point à point Long Terme	405	1,38%
	29 370	
<u>Puissance incluant Churchill Falls (MW)</u>		
Charge locale	34 060	98,82%
Point à point Long Terme	405	1,18%
	34 465	

des 12 PC au lieu de la méthode du 1 PC se justifie plus par le respect des principes reconnus que pour l'importance de la différence entre les résultats découlant de l'application de la méthode choisie.

3.5 Impact potentiel sur les consommateurs clients du Distributeur

L'impact potentiel de la méthode de répartition des coûts de transport sur les consommateurs ou catégories de consommateurs finaux (clientèle du Distributeur) est également un facteur important à considérer dans ce dossier. Sur ce sujet, lisons la question suivante de la Régie au Transporteur et la réponse de ce dernier :

« 19.4 La Régie désire connaître l'impact potentiel de l'utilisation de diverses méthodes sur la répartition des coûts de transport entre les catégories de consommateurs du Distributeur. Veuillez fournir, pour la répartition de l'énergie, les facteurs de répartition entre les catégories de consommateurs du Distributeur en utilisant les colonnes (3) et (5) du tableau A – Volumes de ventes totales et caractéristiques de consommation par catégorie de consommateurs – Année témoin projetée 2005 de la référence iv) ci-dessus.

R19.4.a) Le Transporteur ne dispose pas de l'ensemble des informations nécessaires pour répondre à cette question (...). ».¹²

Nous notons la préoccupation de la Régie pour cet aspect et désirons lui offrir l'analyse qualitative suivante.

Selon nous, l'utilisation de la méthode du 1 PC sur le coût de transport aurait des impacts très importants sur la catégorie de consommateurs Domestique et Agricole par rapport aux coûts attribués aux autres catégories de consommateurs parce que les rapports entre leurs demandes de puissance de pointe et d'énergie sont très contrastés.

¹² HQT-6, Document 1, page 48

3.6 Répartition des coûts de la fonction Interconnexions

Selon le découpage présenté par le Transporteur à la pièce HQT-3, Document 6, page 23, la fonction Interconnexion comporte deux sous-fonctions, la sous-fonction *Churchill Falls* et la sous-fonction *Autres Interconnexions*. Leurs coûts sont respectivement de 38,4 et 134,4 millions de dollars en 2005. La presque totalité (98,82% tel qu'indiqué à la pièce HQT-3, Document 6, page 23) du coût de la sous-fonction Churchill Falls est attribué à la charge locale.

Quant à la fonction *Autres Interconnexions*, son coût a été réparti par le Transporteur selon la capacité de transit, et non pas selon la théorie de puissance de pointe 1 PC (HQT-3, Document 6, page 21). À cette référence, le Transporteur explique que le coût des interconnexions autres que Churchill Falls est réparti proportionnellement aux capacités de transit en importation pour le service de la charge locale et proportionnellement aux capacités de transit en exportation pour le service de point à point à long terme. Le tableau suivant reproduit le sommaire des données utilisées par le Transporteur pour l'année 2005 pour les 5 liens d'interconnexions (avec Hydro-Ontario, Brascan, New York, Nouvelle Angleterre, et Nouveau-Brunswick).

Tableau 3.6.1

Source : HQT-3, Document 6, page 22

Capacité de transit 2005 (MW)		
Total des 5 liens d'interconnexion (HQ-OH, Brascan, HQ-NY, HQ-NE, HQ-NB)		
Import	4 705 MW	39,7%
Export	7 140 MW	60,3%
Total	11 845 MW	100%
Immobilisations 2005 (M\$)	622 M\$	
Revenus requis 2005 (M\$)		
Charge locale	53,2 M\$	39,6%
Point à point (Long Terme)	81,2 M\$	60,4%
Total	134,4 M\$	100%

Sans vouloir nous prononcer sur la précision de ces données, nous croyons que l'approche du Transporteur pour répartir les coûts de la sous-fonction *Autres Interconnexions* est plus logique que celle basée sur la pointe coïncidente annuelle (1 PC). Toutefois, notons que la capacité d'importation de 4 705 MW n'est pas nécessairement utilisée entièrement au bénéfice de la charge locale car Hydro-Québec Production pourrait l'utiliser pour réaliser ses opérations dites Achats-Reventes pour son propre intérêt.

En résumé, bien que la méthode de répartition du coût des interconnexions proposée par le Transporteur puisse se raffiner dans l'avenir, elle comporte des éléments qui respectent les principes de causalité des coûts et d'utilisation du réseau. Nous recommandons que la Régie accepte l'approche du Transporteur en cette matière, tout en favorisant l'amélioration continue dans l'avenir.

3.7 Répartition des coûts de raccordements des centrales

La fonction Raccordement des centrales comporte deux sous-fonctions, la sous-fonction *Postes élévateurs et la sous-fonction Lignes de raccordements*. Leurs coûts sont respectivement de 275,6 et de 50,3 millions de dollars en 2005 (HQT-3, Document 6, page 4, colonne 10).

Le Transporteur répartit ces coûts en fonction de la puissance coïncidente au moment de la pointe annuelle pour le service de la charge locale (en excluant Churchill Falls) et pour le service de point à point à long terme (HQT-3, Document 6, page 20).

Selon nous, l'utilité ultime des postes élévateurs et des lignes de raccordements est d'acheminer la production d'électricité des centrales de production au réseau de transport à haute tension et très haute tension d'Hydro-Québec pour être par la suite répartie aux différents centres de consommation. Ces équipements n'ont pas pour but premier de fournir de l'électricité au moment de la pointe annuelle aux consommateurs. Il est donc illogique de répartir leurs coûts en fonction du paramètre puissance à la pointe annuelle (1 PC).

Certaines juridictions réglementaires considèrent que certains coûts reliés aux raccordements des centrales à un réseau de transport doivent être attribués directement aux producteurs. La *Loi sur la Régie de l'énergie* ne permet pas de refiler ces coûts directement aux producteurs ; il est donc impératif de les répartir équitablement à la charge locale et au service de point à point à long terme.

Nous soumettons que le coût de ces équipements doit être réparti en fonction de leur utilité aux consommateurs mesurée à la fois à la pointe annuelle du réseau et aux heures hors-pointe. Ceci favorise les méthodes *12 PC* et *Facteur d'utilisation*.

Le tableau suivant reproduit les résultats de répartition effectuée par le Transporteur pour l'année 2005. On y note qu'il n'y a pas de grandes différences entre ces cas. Cependant, à moyen et à long terme, la différence entre les résultats des méthodes pourrait être significative.

Tableau 3.7.1

Répartition des coûts de raccordements des centrales (2005)

Coûts en M\$

	1 PC (a)	12 PC (b)	FU (c)
Charge locale	271,8	270,5	271,3
Point à point à long terme	3,8	5,0	4,2
Total	275,6	275,6	275,5

(a) : HQT-3, Document 6, page 23

(b) : HQT-6, Document 7, page 80

(c) : HQT-6, Document 1, page 70

Nous croyons qu'il faut rejeter l'approche du 1 PC en raison de son illogisme, pour le cas qui nous occupe, c'est-à-dire le cas spécifique d'Hydro-Québec TransÉnergie. Entre les deux alternatives plus logiques (12 PC et FU), la méthode des 12 PC devrait être privilégiée compte tenu de sa facilité d'application et de sa comparabilité avec les méthodes utilisées par la majorité des autres entreprises de transport nord-américaines.

3.8 Comparaison des résultats globaux

Le tableau suivant compare les coûts totaux (incluant toutes les fonctions) par service pour l'année 2005. Les évaluations proviennent du Transporteur. On y note qu'en terme absolu, la différence entre les résultats des deux méthodes ne représente que 8 millions de dollars sur un coût total de 2 591 millions de dollars.

Tableau 3.8.1

Comparaison des résultats de répartition du coût total par service (2005)				
Coût en M\$				
	1-PC	12-PC	Différence	
Charge locale	2 485	2 478	8	0,30%
Point à point à long terme	106	113	-8	-7,09%
Total	2 591	2 591	0	
Source: 1-PC: HQT-3, Document 6, page 23				
12-PC: HQT-6, Document 7, page 80				

Le tableau suivant présente le coût unitaire, exprimé en \$ par kW, pour la charge locale et le service de point à point à long terme, ainsi que pour l'ensemble du réseau tel que calculé par le Transporteur pour les scénarios 1 PC et 12 PC. On y note que le coût unitaire du service point à point est beaucoup plus élevé que celui de la charge locale. Ceci s'explique principalement par le fait qu'il existe d'importants coûts d'interconnexion correspondant à une capacité d'exportation évaluée à 7 140 MW par le Transporteur, alors que le besoin du service de point à point à long terme n'est que de 405 MW.

Tableau 3.8.2

Source : HQT-3, Document 6, page 23

	Coût unitaire (\$ par kW) (1 PC)	Coût unitaire (\$ par kW) (12 PC)
Charge locale	72,97	72,75
Point à point à long terme	261,2	279,01
Réseau	75,18	75,18

4. COMMENTAIRES SUR LES TESTS EFFECTUÉS PAR DR REN ORANS

Le témoignage écrit du Dr Ren Orans présente des résultats relatifs aux tests dits de la FERC pour le cas du Transporteur pour l'année 2005 (HQT-4, Document 3, pages 15-16). Sa conclusion est comme suit :

« In summary, results from Standard Tests developed by the FERC are useful for clearly rejecting the 12-CP method but less so for distinguishing the 1-, 3- and 4-CP methods. »

Nous désirons exprimer à la Régie nos réserves relativement à la prise en compte éventuelle des résultats de ces tests dans le choix final d'une méthode de répartition des coûts pour le cas du Transporteur. Et voici les raisons de nos réserves.

Les trois premiers tests effectués par Dr Ren Orans sont basés uniquement sur les demandes de pointe dans le système du Transporteur, sur la base de certaines décisions de la FERC.

Or, la source même de ces tests de la FERC, c'est-à-dire le volume « *A Guide to FERC Regulation and Ratemaking of Electric Utilities and Other Power Suppliers, Third Edition* », a bel et bien précisé ce qui suit :

« While FERC has not established a hard and fast rule for determining which allocation method is appropriate, it has stated that the following factors should be considered :

“The full range of a company’s operating realities including, in addition to system demand, scheduled maintenance, unscheduled outages, diversity, reserve requirements, and off-system sales commitments. (Footnote omitted)”¹³

(nous soulignons)

Il est donc clair qu’il n’existe pas de “hard and fast rule” pour choisir une méthode de répartition des coûts et qu’il faut considérer une foule de facteurs autres que la demande de pointe. Les tests effectués par Dr Ren Orans n’ont pas pris en compte en aucune façon les facteurs mentionnés dans l’énoncé de la FERC ci-haut cité, soit les réalités relatives à l’entretien planifié, aux pannes fortuites, à la diversité de la demande et à la quantité de réserve requise. Les résultats des tests effectués par Dr Ren Orans devraient donc être pris en compte avec précaution.

De plus, l’échantillon des cas étudiés par la FERC qui constituent la base de la grille d’évaluation¹⁴ établie par Dr Ren Orans est limité et ne comporte pas de réseau hydroélectrique semblable à celui d’Hydro-Québec.

De surcroît, Dr Ren Orans reconnaît lui-même que les résultats des trois premiers tests ont été utilisés par la FERC pour discriminer les réseaux à 12, 4 ou 3 PC entre eux, jamais à un réseau à 1-PC que défend le Transporteur dans ce dossier:

« When interpreting the results of the first three tests in Table 1 below, I recognize that the published FERC decisions distinguish the 12-, 4- and 3-CP systems from one another instead of the less commonly found 1-CP systems. »¹⁵

Il y a donc un problème de cohérence entre la base de la grille d’évaluation utilisée par Dr Ren Orans et la conclusion relative à la méthode du 1 PC.

¹³ HQT-4, Document 3.1, deuxième page non-numérotée

¹⁴ « Range of allocation test results referenced in text of « A Guide to FERC Electric Utility Ratemaking », Table 1 : Summary of FERC Test Results, HQT-4, Document 3, page 16

¹⁵ HQT-4, Document 3, page 15

Finalement, nous croyons qu'il est plus important de considérer la causalité des coûts et l'utilisation du réseau dans le choix d'une méthode de répartition des coûts, comme l'indique avec raison la Régie plutôt que de se fier sur les résultats des tests d'ordre purement mécanique.

5. CONCLUSION ET RECOMMANDATION RELATIVE À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

En conclusion, nous recommandons que la Régie utilise la méthode de répartition des coûts 12 PC, compte tenu de ses qualités discutées précédemment dont le respect des principes de causalité des coûts et d'utilisation du réseau.

6. ANALYSE DES TARIFS PROPOSÉS PAR LE TRANSPORTEUR

Les tarifs de transport d'électricité proposés par le Transporteurs sont décrits et justifiés à la pièce HQT-4, Document 1, intitulée *Tarifcation des services de transport*. Les revenus requis du Transporteur autorisés par la Régie sont de 2 591,5 M\$ pour l'année témoin projetée 2005 (Décision D-2005-50, page 61, citée dans HQT-4, Document 1, page 5, lignes 11-13).

La grille tarifaire comporte essentiellement 8 types de tarifs de transport : annuel, mensuel ferme et non ferme, hebdomadaire ferme et non ferme, quotidien ferme et non ferme et finalement horaire non ferme exprimé en \$ par MW-heure (énergie), et non pas en puissance (HQT-4, Document 1, page 13). Il n'y a pas de tarif de transport proprement dit pour la charge locale; c'est plutôt un montant fixe facturé au Distributeur pour le service de transport servant à l'alimentation de la charge locale (HQT-4, Document 1, page 13, lignes 11-13).

Le Transporteur établit ses tarifs de point à point en commençant par le tarif annuel à partir duquel les autres tarifs (mensuel, hebdomadaire, quotidien et horaire) sont établis¹⁶. Le tableau 3 de la pièce HQT-4, Document 1, page 15 présente les calculs du tarif annuel (voir l'extrait ci-dessous).

¹⁶ HQT-4, Document 1, page 13, lignes 5-7

Tableau 6.1

Établissement du tarif annuel
(Proposition du Transporteur)
Source: HQT-4, Document 1, page 15, tableau 3
Revenus requis approuvés = 2 591 M\$
Revenus des services de point à point à court terme = 78 M\$
Revenus requis résiduels = 2 591 M\$ - 78 M\$ = 2 513 M\$
Besoins de transport de la charge locale = 34 060 MW
Besoins de transport du service intégré = 0 MW
Besoins de transport du service de point à point à long terme = 405 MW
Besoins de transport = 34 060 MW + 0 MW + 405 MW = 34 465 MW
Tarif annuel = 2 513 M\$ / 34 465 MW = 72,90 \$/kW/an

On note que l'établissement du tarif annuel dépend des revenus des services de point à point à court terme, évalués par le Transporteur à 78 M\$ en 2005. De plus, le tarif annuel – la clé de l'établissement des autres tarifs de point à point à court terme – est basé sur les revenus requis résiduels (2 513 M\$) et sur les besoins à la pointe (méthode 1 PC) de la charge locale et du service de transport à long terme. Le tarif annuel du service de transport à long terme de 72,90 \$ par kW par an profite donc de la faible valeur du coût unitaire moyen de l'ensemble des besoins (charge locale et point à point). Son établissement ne prend pas en considération le coût unitaire plus élevé propre au service point à point à long terme se situant entre 261 et 279 \$ par kW par an en 2005, tel qu'évalué par le Transporteur à l'étape de la répartition des coûts (voir tableau 3.8.2 ci-dessus).

À partir du tarif annuel calculé selon la façon décrite ci-haut, les tarifs de transport à court terme sont calculés selon une structure cohérente avec les prescriptions de l'Ordonnance 888 de la FERC (HQT-4, Document 1, page 15, lignes 6-8).

Le tarif annuel à long terme et les tarifs à court terme proposés par le Transporteur sont présentés au tableau 4, page 17 de la pièce HQT-4, Document 1. On y note que le tarif quotidien non ferme de 0,20 \$ par kW par jour est d'environ 28% plus faible que le tarif quotidien ferme évalué à 0,28 \$ par kW par jour. Le tarif quotidien non ferme est utilisé par la suite pour établir le tarif horaire non ferme (8,33 \$ par MWh). Selon cette structure tarifaire, les tarifs quotidien et horaire non ferme sont donc relativement faibles, compte tenu de leur nature. Ceci explique peut être pourquoi

Hydro-Québec Production a augmenté significativement l'utilisation de ces tarifs au cours des dernières années (voir évolution des besoins au début de ce rapport).

Les revenus des services de transport de point à point sont ensuite calculés sur la base de ces tarifs (HQT-4, Document 1, page 21, tableau 6). Le montant que doit assumer la charge locale est calculé comme la différence entre les revenus requis autorisés et les revenus des autres services de transport :

$$\begin{aligned} & \text{Revenus requis pour l'alimentation de la charge locale} = \\ & \quad \text{Revenus requis autorisés} - \text{Revenus des services de point à point à} \\ & \quad \text{long terme et à court terme} - \text{Revenus du service en réseau intégré} \\ & = 2\,591 \text{ M\$} - 108 \text{ M\$} - 0 \text{ M\$} = 2\,483 \text{ M\$} \\ & \text{(HQT-4, Document 1, page 18, lignes 17-18)} \end{aligned}$$

6.1 Appariement entre les coûts et les revenus

Le Transporteur présente par la suite l'appariement entre les coûts et les revenus des services de transport. Le tableau ci-dessous reproduit le tableau de comparaison des coûts et des revenus, tous établis sur la base des besoins de pointe annuelle (1 PC).

Tableau 6.1.1

Source : HQT-4, Document 1, page 25

Coûts et revenus des services de transport

	Coûts (M\$)	Revenus (M\$)
Service de transport de la charge locale	2 485	2 483
Service de transport en réseau intégré	0	0
Service de transport de point à point	106	108
Coûts et revenus des services de transport	2 591	2 591
Revenus requis approuvés	2 591	2 591

Le Transporteur conclut par la suite que « *les résultats présentés au tableau précédent permettent d'établir que : (...) les coûts et les revenus s'apparient, ce qui démontre que la structure tarifaire est cohérente avec la répartition des coûts.* » (HQT-4, Document 1, page 25, lignes 2-6)

Selon nous, ce format de comparaison entre les coûts répartis et les revenus projetés selon les tarifs proposés n'est pas adéquat.

En effet, le coût de 106 millions de dollars du service de transport point à point montré au tableau ci-dessus a été calculé pour un besoin à la pointe de 405 MW, alors que les revenus de 108 millions de dollars correspondent à ceux de la totalité des services de point à point (soit 405 MW de point à point à long terme, 5 882 MW de point à point quotidien ferme, et 8,9 TWh et 0,4 TWh de point à point horaire non ferme du Producteur et d'autres utilisateurs, tel qu'indiqué à HQT-6, Document 1, page 12).

Les coûts des services de point à point à court terme sont considérés comme nuls selon une orientation de la Régie ¹⁷, c'est donc dire que la charge locale et le service de point à point à long terme ont assumé tous les coûts fixes. Par conséquent, les revenus des services de point à point à court terme ne devraient pas être associés uniquement au service de point à point à long terme.

Nous offrons à la Régie le tableau de comparaison suivant qui pourrait l'aider à apprécier l'appariement entre les coûts et les revenus. Les coûts et les revenus proviennent tous du Transporteur, selon le scénario 1 PC ; notre proposition de la méthode des 12 PC n'influence donc pas les résultats du tableau ci-dessous.

¹⁷ D-2002-95, page 174

Tableau 6.1.2

ANNÉE 2005	Coûts (* (M\$) (A)	Revenus (M\$) (B)	Taux de couverture des coûts C=B/A
Service de transport d'alimentation de la charge locale	2 485,2 (a)	2 483 (b)	99,9%
Service de transport en réseau intégré	0	0 (c)	-
Service de transport point à point à long terme	105,8 (a)	30 (c)	28,3%
Service de transport point à point à court terme (quotidien et horaire)	Exclus (d)	78 (c)	-
Total	2 591,0	2 591	-
Revenus requis approuvés	2 591	2 591	-

Sources des données :

* calculés par HQT, sur la base de la pointe coïncidente 1-PC, à l'exception des coûts des sous-fonctions *Postes abaisseurs et Raccordements des clients et Autres Interconnexions* (HQT-3, Document 1, p. 31).

(a) : HQT-3, Document 1, p. 32, tableau 2

(b) : HQT-4, Document 1, p. 18, tableau 5 et p. 25, tableau 7

(c) : HQT-4, Document 1, p. 21

(d) : HQT-3, Document 1, p. 30, lignes 14-25 et p. 31, lignes 1-2

Ce tableau indique que la charge locale a un taux de couverture des coûts (99,9%) bien supérieur à celui du service de transport de point à point à long terme (28,3%). Si la charge locale couvre presque entièrement son coût, c'est donc dire qu'elle ne profite pas de l'optimisation de la rentabilité du réseau. Si l'on veut que tous les utilisateurs du réseau participent équitablement à son coût fixe relativement élevé, il faudrait diminuer le montant à assumer par la charge locale et augmenter le tarif de point à point à long terme.

7. PROPOSITION D'UN SCÉNARIO TARIFAIRE ALTERNATIF

Nous avons vu précédemment que les tarifs proposés par le Transporteur résultent en une situation où le service de point à point à long terme ne contribue pas suffisamment à son coût. C'est une contribution nettement disproportionnée par rapport à celle des consommateurs de la charge locale aux revenus requis du Transporteur. Une des raisons de cette situation est que la méthode du 1 PC est utilisée à la fois à la répartition des coûts et à l'établissement des tarifs.

Le scénario alternatif que nous proposons tente de corriger cette situation. Les tarifs de ce scénario sont établis sur la base de la méthode des 12 PC pour mieux prendre en compte la valeur économique de l'utilisation du réseau aux différents mois de l'année. La démarche d'établissement des tarifs est identique à celle proposée par le Transporteur, à l'exception que les 12 puissances coïncidentes sont utilisées à la place des pointes annuelles. L'uniformité territoriale des tarifs et la consistance avec les services offerts selon l'Ordonnance 888 de la FERC sont donc respectées par le scénario alternatif. Les revenus requis autorisés de 2 591 M\$ sont aussi respectés.

On trouvera à l'annexe 1 le détail des calculs et, à l'annexe 2, les besoins mensuels normalisés tirés des données du Transporteur. Les tarifs découlant de ce scénario alternatif sont présentés au tableau ci-dessous.

Tableau 7.1

Scénario alternatif - Tarifs (méthode des 12 PC)	
Tarif annuel (Tarif mensuel ferme x12) \$/kW/an	97,14
Tarifs mensuels fermes (12 PC) \$/kW/mois	8,09
Tarifs mensuels non fermes (tarifs annuels /12 mois)	8,09
Tarif hebdomadaire ferme (Tarif annuel / 52 semaines)	1,87
Tarif hebdomadaire non ferme (Tarif annuel /52)	1,87
Tarif quotidien ferme (Tarif annuel /52 sem. / 5 jours)	0,37
Tarif quotidien non ferme (Tarif annuel / 365 jours)	0,27
Tarif horaire non ferme (Tarif quotidien non ferme / 24h x 1000) \$/MWh	11,09

Le tableau ci-dessous compare les coûts et les revenus du scénario du Transporteur et notre scénario alternatif. On y note que, selon le scénario alternatif, la facture de la charge locale serait allégée de 36 M\$ comparativement à celle prévue par la proposition du Transporteur. Ce montant serait assumé par les services de point à point. Le ratio de couverture des coûts du service point à point à long terme

s'améliore, passant de 28,4% dans la proposition du Transporteur à 34,8% selon le scénario alternatif.

Tableau 7.2

Résumé	Proposition d'HQT	Scénario alternatif
Caractéristiques		
Répartition des coûts	1 PC	12 PC
Établissement des tarifs	1 PC	12 PC
Répartition des coûts		
Charge locale	2 485	2 478
Point à point Long Terme	106	113
Point à point Court Terme	0	0
Total	2 591	2 591
Revenus requis approuvés (Coût)	2 591	2 591
Hypothèse initiale relative aux revenus de court terme	78	105
Revenus requis résiduels	2 513	2 486
Prévision des revenus		
Charge locale	2483	2 447
Point à point à long terme	30	39
Point à point à court terme	78	104
Total	2591	2591
Ratio de couverture des coûts		
Charge locale	99,9%	98,8%
Point à point Long Terme	28,4%	34,8%
Point à point Court Terme	n/a	n/a
Total	100,0%	100,0%

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Après avoir analysé soigneusement les propositions du Transporteur, ses caractéristiques techniques et économiques particulières, nous recommandons respectueusement à la Régie :

- D'adopter la méthode des 12 puissances coïncidentes aux fins de répartition des coûts de transport du Transporteur puisque cette méthode respecte les principes établis par la Régie et reconnus dans l'industrie électrique en matière de répartition des coûts et puisqu'elle est capable de refléter les caractéristiques du réseau de transport d'Hydro-Québec.
- De prendre en compte le scénario tarifaire alternatif sur la base de la méthode 12 PC, puisque les tarifs calculés par ce scénario découlent d'une méthode de tarification reflétant fidèlement la valeur économique de l'utilisation du réseau d'Hydro-Québec par ses différents usagers et puisque la méthode d'établissement des tarifs 12 PC est compatible avec celle pratiquée par la majorité des réseaux de transport nord-américains.

ANNEXE 1

Calcul initial (12 PC-Revenus CT 78M\$ selon estimation d'HQT)	
Besoins de transport de la charge locale à la pointe (MW)	34 060
Besoin de transport de point à point à long terme	405
Total - Besoin à la pointe	34 465
Somme des puissances mensuelles - Charge locale (MW)	302 206
Somme des puissances mensuelles - Point à point long terme (MW)	4 860
Total	307 066
Revenus requis approuvés	2 591
Revenus des services de point à point à court terme (HQT-78M\$)	78
Revenus requis résiduels	2 513
Revenus requis résiduels	2 513
Grille tarifaire selon la méthode des 12 PC	
Tarif annuel équivalent (Tarif mensuel ferme x12) \$/ kW /an	98,21
Tarifs mensuels fermes (12 PC) \$/kW/mois	8,18
Tarifs mensuels non fermes (tarifs annuels /12 mois)	8,18
Tarif hebdomadaire ferme (Tarif annuel / 52 semaines)	1,89
Tarif hebdomadaire non ferme (Tarif annuel /52)	1,89
Tarif quotidien ferme (Tarif annuel /52 sem. / 5 jours)	0,38
Tarif quotidien non ferme (Tarif annuel / 365 jours)	0,27
Tarif horaire non ferme (Tarif quotidien non ferme / 24h x 1000) \$/MWh	11,21
Prévision des revenus (Tarifs 12 PC)	
	12-PC
Revenus - Point à point à Long terme (405 MW)	40
Revenus -Point à point à Court terme quotidien ferme (5882 MW)	2
Revenus - Point à point à Court terme horaire (9,2 TWh)	103
Total - Revenus Court Terme (12 PC)	105
Revenus Point à point Long terme et Court terme	145
Facture - Charge locale (Revenus requis - Revenus PàP)	2 446

Appariement entre les coûts et les revenus	
	Coût
Charge locale	2 478
Point à point Long terme	113
Point à point Court terme	0
Total	2 591
Scénario alternatif (Tarifs 12 PC - Revenus Court Terme 12 - PC)	
Revenus requis approuvés	2 591
Hypothèse initiale Revenus des services à CT (105 M\$)	105
Revenus requis résiduels	2 486
Revenus requis résiduels	2 486
Scénario alternatif - Tarifs (méthode des 12 PC)	
Tarif annuel équivalent (Tarif mensuel ferme x12) \$/kW/an	97,14
Tarifs mensuels fermes (12 PC) \$/kW/mois	8,09
Tarifs mensuels non fermes (Tarifs annuels /12 mois)	8,09
Tarif hebdomadaire ferme (Tarif annuel / 52 semaines)	1,87
Tarif hebdomadaire non ferme (Tarif annuel /52)	1,87
Tarif quotidien ferme (Tarif annuel /52 sem. / 5 jours)	0,37
Tarif quotidien non ferme (Tarif annuel / 365 jours)	0,27
Tarif horaire non ferme (Tarif quotidien non ferme / 24h x 1000) \$/MWh	11,09
Prévision des revenus (Tarifs 12 PC)	
Revenus - Point à point à Long terme (405 MW)	39
Revenus -Point à point à Court terme quotidien ferme (5882 MW)	2
Revenus - Point à point à Court terme horaire (9,2 TWh)	102
Total - Revenus Court Terme (12 PC)	104
Revenus Point à point Long terme et Court terme	144
Facture - Charge locale (Revenus requis - Revenus PàP)	2 447

Appariement entre les coûts et les revenus	
Charge locale	2 478
Point à point Long terme	113
Point à point Court terme	0
Total	2 591

ANNEXE 2

Pointes réelles et normalisées (en MW) de la charge locale (incluant perte) en 2004

(HQT - Rapport annuel au 31 décembre 2004, HQT-2, Document 11, p.3)

	Réal		Normalisé	
	MW		MW	
Janvier	35 514	100,00%	34 295	100,00%
Février	31 889	89,79%	32 406	94,49%
Mars	28 919	81,43%	29 881	87,13%
Avril	25 835	72,75%	24 951	72,75%
Mai	21 148	59,55%	21 199	61,81%
Juin	18 425	51,88%	19 704	57,45%
Juillet	18 183	51,20%	19 553	57,01%
Août	18 774	52,86%	19 823	57,80%
Septembre	18 923	53,28%	19 981	58,26%
Octobre	22 085	62,19%	22 667	66,09%
Novembre	25 565	71,99%	27 565	80,38%
Décembre	34 419	96,92%	32 266	94,08%
Maximum	35 514		34 295	

Pointes mensuelles normalisées de la charge locale en 2005 calculées sur la base du profil mensuel normalisé de 2004

	34	
Pointe (MW)	060,00	
	%	MW
Janvier	100,00%	34 060
Février	94,49%	32 184
Mars	87,13%	29 676
Avril	72,75%	24 780
Mai	61,81%	21 054
Juin	57,45%	19 569
Juillet	57,01%	19 419
Août	57,80%	19 687
Septembre	58,26%	19 844
Octobre	66,09%	22 512
Novembre	80,38%	27 376
Décembre	94,08%	32 045
Somme		302 206

La somme des puissances mensuelles est utilisée pour déterminer le tarif mensuel (\$/kW/mois), selon la méthode des 12 PC.