



**ACEF de Québec**  
**570, rue du Roi**  
**Québec G1K 2X2**  
**Tél : (418) 522-1568**  
**Fax : 522-7023**  
**acefque@mediom.qc.ca**

Réponse aux questions d'UC,  
de la Régie de l'énergie et d'H.Q.  
sur la preuve de l'ACEF de Québec  
concernant la phase 1 de  
la proposition de tarifs  
de distribution d'électricité d'H.Q.

(R-3492-02)

5/02/2003

## A) Réponses aux questions de l'Union des consommateurs :

Q. 1.1 : (en référence à notre mémoire en page 35, paragraphe du bas) vous avez raison une erreur cléricale s'est glissée et on aurait du lire : "ainsi que les coûts du réseau de basse tension (39% des coûts alloués selon les abonnements et 61% selon la puissance de pointe annuelle...)".

Q. 1.2 : vous avez aussi raison une autre erreur cléricale s'est glissée dans le même paragraphe de la page 35 (ainsi que dans le tableau, partie du bas, en page 31): il s'agit bien de la pointe non coïncidente (FR2) qui sert dans l'allocation des coûts de distribution proposée par H.Q..

Merci de nous avoir signalé ces erreurs.

Concernant la question à savoir si on maintient qu'il est préférable d'utiliser comme facteur de répartition l'énergie consommée ou si la somme des pointes peut nous sembler un facteur adéquat: à priori notre préférence, par souci de consistance, va à la prise en compte de l'énergie comme facteur de répartition, autant pour la fourniture (production), que le transport ou la distribution, c'est à dire pour les fonctions "réseau" de notre système électrique.

Il est vrai que l'énergie est un facteur de répartition des coûts de distribution, peu souvent utilisé en Amérique du Nord, mais pour nous c'est un constat non prioritaire, car les caractéristiques propres à notre réseau électrique et à la demande, font selon nous que l'énergie est un facteur de répartition adéquat.

Maintenant nous sommes conscients que la somme des pointes mensuelles prend en compte de manière indirecte l'énergie consommée, et que cela peut constituer une solution de rechange acceptable à nos yeux.

Nous reviendrons sur cette question dans notre preuve en audience ou lors de notre plaidoirie.

## B) Réponses aux questions de la Régie de l'énergie :

1.1 : (page 25 de notre mémoire) concernant les lacunes que nous avons identifiées dans la méthode d'allocation des coûts de télécommunication dans la cause sur les tarifs de transport :

Dans notre preuve du 7 février 2001 dans la cause R-3401-98 nous indiquions (p. 10 et 50):

Les principaux fournisseurs internes (autres unités d'H.Q.) de service à l'endroit de TÉ sont pour 2001 (HQT-13 doc. 1 p. 60-62):

DP Technologie de information (DPTI) pour 195 M\$ de services...

L'élément le plus important de la hausse des frais facturés par la DPTI est la hausse des frais du réseau télécom, suite à une modification dans le mode de facturation des circuits de communication. Les frais chargés à TÉ par la DPTI pour les services de communication et d'informatique se sont accrus de 44,1 M\$ de 1999 à 2001 (+29,2%, voir prochain tableau), alors que les charges partagées totales facturées à TÉ ont augmenté de 44,4 M\$ (+16,2%).

H.Q. indique qu'elle a modifié le mode de facturation des services de télécommunication et que sa méthodologie d'évaluation des frais de services de télécommunication et de fixation de prix ont été jugées acceptables par Meta Group EIS Consulting (HQT-6 doc. 5.1).

L'enjeu de la démarche selon le rapport de Meta est d'avoir une approbation réglementaire du prix payé par TÉ pour les services télécommunication. Meta n'a pas fait de vérification, ni comparaison d'échantillonnage de chiffres comptables, ni évalué l'allocation et l'assignation des coûts et avoirs, ni validé indépendamment les prix externes de comparaison et de détermination raisonnable des prix internes pour les services non offerts par des tiers externes.

L'évaluation marchande des services de télécommunication est évaluée à 167 M\$, alors que le coût annualisé pour H.Q. est de 196,5 M\$. Meta indique que dans l'évaluation marchande sont exclus certains services, mais indique que les coûts à l'interne plus élevés que "la juste valeur marchande" peut s'expliquer par une qualité et des quantités de services supérieurs à ce qu'offre le marché, ainsi que par des économies futures et des gains de productivité plus importants lorsque la firme investit directement.

(p. 50) Les hausses de 1999 à 2001 ... des charges partagées en technologie de l'information (44,1 M\$ ou 29,2%) ... sont pour nous exagérées et doivent être coupées, considérant notamment que l'IPC ne s'accroît que de 4,5% de 99 à 2001.

Aussi l'évaluation des actifs de TÉ, l'évaluation des coûts des services de télécommunication offerts à TÉ par la DPTI, et la séparation des coûts et actifs partagés entre les diverses unités ont été effectuées par le personnel d'H.Q. sans vérification externe vraiment indépendante.

Il demeure des possibilités sérieuses de gonflement des coûts et de la valeur des actifs et

d'interfinancement des activités concurrentielles ou non réglementées au détriment des clientèles réglementées, ce qui requière des contrevérifications sérieuses et indépendantes avant de conclure sur les vrais coûts et la vraie valeur des actifs.

Dans notre plaidoirie écrite dans la cause R-3401-98 nous soumettions ceci (p. 10) :

c) Hausse des frais partagés et corporatifs et accroissement de la part assumée par TÉ au niveau de ces frais : les frais partagés assumés par TÉ ont été haussés de 274 M\$ en 99 à 318 M\$ en 2001, soit une hausse de 16,2%, alors que les frais corporatifs assumés par TÉ sont passés de 36 M\$ à 45 M\$, soit une hausse de 23,9%.

Il est difficile de séparer l'impact des hausses des frais d'exploitation de la hausse de la facture de TÉ amenée par les modifications des méthodes d'allocation et par l'accroissement de la facturation interne. Ainsi la hausse des frais d'exploitation des unités corporatives est de 30 M\$ entre 99 et 2000 (HQT-6 doc. 7.3, p. 10), ce qui est très élevé comme hausse, mais cette hausse est difficilement perceptible parce que les unités corporatives ont augmenté leur facturation interne de 42 M\$, ce qui se retrouve dans les frais partagés aux autres unités, dont les unités de service, au sein d'H.Q.. Donc cette façon de répartir les coûts compliquent l'analyse des hausses de coûts et l'identification des causes des hausses.

Selon HQT-13 doc. 1.1, p. 17 (ou notre preuve du 7/2/01 p. 12) : en 1997 on avait alloué en gros un pourcentage fixe des charges des unités de service et du corporatif à TÉ (26% des charges des unités de service correspondant en gros à la proportion des charges directes de transport) : on nous indique que le changement dans la méthode d'allocation explique une hausse de 44 M\$ de la facture de la DPTI allant à TÉ entre 1997 et 2001, alors que la croissance des charges de la DPTI expliquerait 73 M\$ de hausse, et le rendement accordé à la DPTI 18 M\$, pour une hausse totale de 135 M\$, donnant une facture totale venant de la DPTI à TÉ de 195 M\$ en 2001, versus 60 M\$ en 1997.

Ainsi en 2001 TÉ assume 35% des charges totales de la DPTI soit 195 M\$ (204 M\$ avec les frais corporatifs à la DPTI) sur 545 M\$ (561,8 M\$).

En HQT-6 doc. 7.3 on nous indique que des charges d'amortissement supplémentaires ont été facturés par la DPTI à partir de 1999 (66 M\$ en 1999) en raison de la révision des durées de vie. On peut supposer qu'une part significative de ces coûts supplémentaires sont entraînés par la vente d'actifs à Connexim. De même 25 M\$ (net de la réduction des frais d'amortissement pour les actifs transférés) de charge d'exploitation supplémentaire de la DPTI, à partir de 1999, est due à l'impartition du réseau de service.

Selon HQT-6 doc. 5.4, la hausse de la facture de la DPTI assumées par TÉ, de 2000 à 2001 : s'explique par :

- la modification à la facturation des circuits dédiés (+38,2 M\$ en 2001 soit un total de 129,7 M\$ pour 60% des circuits),
- la hausse des charges financières et d'amortissement avec la mise en exploitation de nouveaux équipements numériques (+12,6 M\$);
- la réduction de la durée de vie utile des actifs de télécom (16,8 M\$ en tout dont 60% à TÉ ou 10,1 M\$); à cela il faudrait enlever le coût d'amortissement des actifs amortis à 100%;
- l'abandon de la non facturation (donc 7,5 M\$ de plus en facturation interne)

Selon la présentation de M. Biron d'H.Q. du 25/04/01, p. 11, la facture pour les services de télécom assumée par TÉ est passée de 127,7 M\$ (sans rendement) en 99 à 165,5 M\$ en 2001, la hausse des coûts de télécommunication comptant pour 9,3 M\$ (+6%) et la modification de la méthode d'allocation des coûts (facturation selon les circuits) comptant pour 28,5 M\$ (+22,3% relativement à une facture de 127,7 M\$ en 1999).

Nous pensons que la méthode d'allocation des coûts de télécommunication est inéquitable, faisant porter un poids trop important au service transport et insuffisant au service de production. Il nous semble que la distance des points de service n'est pas bien pris en compte (les centrales étant en bout des lignes, tout en exigeant aussi un bon débit d'information).

Encore les services de contrôle ne sont pas suffisamment facturés par TÉ au groupe production. Alors que la facture de service de télécommunication a augmenté significativement en deux ans, la facturation émise par TÉ a diminué de 1999 à 2001 de 39 à 28 M\$.

De même l'ACEF de Québec remet en question la neutralité et l'indépendance de Meta Group EIS Consulting, dont l'analyse avait pour objectif avoué d'obtenir l'approbation réglementaire du prix payé pour les services de télécommunication.

Nous pensons donc que la Régie devrait réévaluer les méthodes d'allocation utilisés pour répartir les frais partagés et les frais corporatifs, notamment les frais de télécommunication.

Nous considérons aussi, en plus d'une perte possible lors de la vente des actifs, que les services réalisés par la filiale d'H.Q. Connexim sont possiblement surfacturés, considérant que le flux de service a pu doubler avec la venue de Bell, pour une augmentation de coût marginale ou nulle, impliquant que le coût de ces services auraient pu diminuer jusqu'à 50%, plutôt que le 30% visé par H.Q. d'ici 2002.

Quant au rendement sur actifs de la DPTI : 18,2 M\$ sur 31,6 M\$ est refilé à TÉ, principalement du fait que TÉ assume 74,4% de la facture au chapitre des télécommunications et que cela vise le gros des actifs et du rendement de la DPTI (21,7 M\$ de rendement sur 31,6 M\$).

La question importante revient alors à déterminer si l'allocation du coût des services de télécommunication est juste et raisonnable, ce que nous doutons.

Voici ce que nous avons soumis dans la cause sur les tarifs de transport.

Nous notons de plus maintenant que la part de la propriété d'H.Q. dans Connexim est de 30% au

31/12/01 selon HQD-02-04-2, alors qu'il nous semble qu'elle était de 50% en 2000 : si tel est le cas il faudrait voir si cela implique des coûts supplémentaires pour les clientèles d'H.Q. comme de la dépréciation accrue et des coûts en télécom plus élevés suite à la possible réduction du pouvoir de décision d'H.Q. sur les tarifs de télécommunication; tout cela doit être revérifié selon nous.

2.1 : concernant l'allocation des coûts de transport (page 42 de notre mémoire), nous pensons d'abord que la Régie ne doit pas, dans la présente phase portant sur le revenu requis en distribution et son allocation aux différentes catégories de clients, reconduire la méthode 1-CP qu'elle a accepté temporairement, en attente d'une étude de fonctionnalisation et d'allocation de coûts plus détaillée de la part d'H.Q..

Nous avons proposé une méthode alternative pour allouer les coûts de transport, afin de montrer son impact et sa valeur dans l'allocation des coûts globaux d'H.Q.; si la Régie de l'énergie veut modifier dans cette phase la méthode d'allocation des coûts de transport et retenir la méthodologie que nous proposons, nous en serons très heureux, mais nous sommes bien sûrs prêts à rediscuter de cette question lorsqu'H.Q. aura déposé son étude de coûts de transport détaillée, après quoi la Régie devra faire un choix sur la méthode d'allocation de coût de transport, qui devra servir dans l'allocation des coûts et l'établissement des tarifs au détail.

3.1 : concernant l'affirmation que les méthodes d'allocation procèdent d'un certain arbitraire et portent une marge d'erreur de l'ordre de 10% (p. 62 de notre mémoire) :

a) Concernant le côté arbitraire des méthodes d'allocation de coûts :

- il faut voir que l'allocation des coûts concerne d'abord et avant tout la répartition de coûts communs ou joints qui ne sont pas directement associables à des services ou catégories de clientèles en particulier : donc le principe de causalité ne peut être appliqué de manière directe et certaine (c'est à dire en liant toute demande d'un service ou d'un groupe d'utilisateurs aux coûts incrémentaux et spécifiques engagés pour répondre à cette demande).

La théorie économique ne prescrit pas en matière d'allocation de coûts communs, de méthode définitive et optimale, et en ce sens des choix arbitraires sont à faire pour effectuer une allocation des coûts qui réponde aux critères et objectifs habituellement recherchés dans la tarification.

C'est ce que confirme d'ailleurs l'expert Robert Knecht, en page 5 de sa preuve du 8/01/03 dans la présente cause pour la Coalition industrielle, qui explique qu'en économie le subsidie croisé réfère à la non couverture des coûts spécifiques à chaque catégorie de clientèle, donc excluant les coûts communs ou joints qui pourtant occupent une part significative des coûts d'un réseau câblé : "In essence, the economist recognizes that the costs incurred in the intersection of circles A et B are "jointy costs," i.e, they are caused by rate class A and rate class B and there is no theoretically perfect

method for allocating those costs between the two classes.”

C'est aussi ce que confirme Frederick Weston <sup>1</sup> (qui se montre très critique par rapport aux méthodes de réseau de taille minimum et d'intercept zéro) :

“ This is especially true of embedded cost studies, in which a central objective is to assign or allocate costs to particular services or classes of customers, even though many of those costs cannot be assigned unequivocally according to the principle of causation. By this very nature, many utility costs are joint or common to 2 or more services; consequently there can be no unshakeable assertion that any one service in fact caused a cost and, therefore, that a particular rate element should recover it. And marginal cost studies often suffer from this deficiency as well.

This means that regulators should be very careful before relying upon what are essentially (though not necessarily unreasonable) arbitrary cost assignments for the purpose of designing rates. Too great a dependence on cost studies is to be captured by their underlying assumptions and methodological flaws. Utilities and commissions should be cautious before adopting a particular method on the basis of what may be a superficial appeal. More important, however, is the concern that a costing method, once adopted, becomes the predominant - and unchallenged - determinant of rate design.

Bonbright (p. 366-367) express some scepticism as to usefulness of most embedded cost studies for rate design, on the ground that they often ignore the relationship between cost causation and apportionment.”

L'application du principe de causalité des coûts pose en soit 2 ordres de problèmes :

- i) quels services ou catégories de clientèle (quelle demande) provoque telle hausse des investissements et des coûts (problème d'identification de la cause et de l'effet);
- ii) quels sont les coûts communs (ou fixes) versus les coûts spécifiques (ou variables), et quelle part de ces coûts est causée par chaque service ou catégorie de clientèle et quelle part doit leur être allouée (problème d'identification des coûts spécifiques et communs puis d'allocation ou d'assignation de ces divers coûts).

Prenons l'exemple des poteaux et lignes électriques : on ne peut pas dire par exemple que le premier arrivé dans une rue est la cause des poteaux et lignes pour desservir cette nouvelle rue, même s'il est situé au bout de la rue, car on planifie en fonction du futur développement.

De plus le coût des poteaux est de nature fixe et n'est habituellement pas en lien avec la puissance desservie dans la rue. C'est un investissement fixe et nécessaire pour rejoindre les clients, et selon nous les coûts fixes de cette nature sont plus équitablement amortie en fonction de l'énergie consommée, car sans lien direct ou habituel avec la puissance fournie ni même avec le nombre de clients (il n'y a qu'une seule rangée de poteaux par rue quel que soit le nombre de clients rejoints). Quant aux fils électriques leur coût d'acquisition, d'installation et d'entretien, ne croit pas en proportion linéaire ou directe avec la puissance qu'ils permettent de livrer. En ce sens la puissance seule n'est

<sup>1</sup> “Charging for distribution Utility Services : Issues in Rate Design”, Frederick Weston, for the Regulatory Assistance Project, dec. 2000, page 39 et 40.

pas un bon allocateur des coûts associés, ni la demande en puissance un bon inducteur de ces coûts.

Si par ex. le doublement de la capacité en puissance des lignes accroît le coût des lignes de 50% ou moins, et non de 100%, alors répartir les coûts des lignes en fonction de la seule puissance ne donnerait pas une allocation équitable de leurs coûts, ni ne respecterait le principe de causalité.

C'est ce genre de considérations qui fait dire à Frederick Weston <sup>2</sup>

"The most common method (for differentiating between the customer and demand components of embedded distribution plant) used is the "basic customer" method, which classifies all poles, wires, and transformers as demand-related and meters, meter-reading, and billing as customer-related. This general approach is used in more than thirty states. A variation is to treat poles, wires, and transformers as energy-related - driven by kilowatt-hour sales - but, though it has obvious appeal, only a small number of jurisdictions have gone this route."

"Customer premises equipment - that which is dedicated specifically to individual customers and unrelated to variations in demand (meters and perhaps service drops) - are probably the only distribution costs that can be directly assigned to customers..."

b) Concernant la marge d'erreur de l'ordre de 10% : cette marge d'erreur origine de 2 sources :

i) la marge d'erreur sur l'estimation des facteurs d'allocation : par exemple H.Q. reconnaît qu'il y a une marge d'erreur sur l'évaluation de la pointe en puissance, pour le secteur domestique et les clients d'affaires dont la puissance n'est pas mesurée, de l'ordre de 5 à 10%. il s'en suit que l'allocation des coûts répartis selon ce facteur porte cette marge d'erreur.

La marge d'erreur sur l'énergie consommée est moindre considérant que tous les clients mesurés le sont au minimum en énergie, et que l'erreur peut provenir de la précision des compteurs ou de la subtilisation.

Pour le nombre d'abonnements une marge d'erreur faible est présente mais il subsiste un problème de choix de référentiel (prend-on le nombre moyen d'abonnements, le nombre en fin d'année, ou le nombre pour une année antérieure etc.; encore il faut s'entendre si on utilise le nombre d'abonnements, le nombre d'abonnés ou le nombre de clients facturés etc.).

ii) Une marge d'erreur ou d'incertitude provient du choix de la méthode d'allocation et des hypothèses sous-jacentes, qui procèdent d'un certain arbitraire, pour répartir les coûts selon les composantes puissance, énergie ou abonnement (zéro intercept, réseau de taille minimum etc...) :

William Harper, évalue (annexe 1) dans sa preuve dans la présente cause pour Option Consommateurs, que la prise en compte du coût associé à la capacité de base (2 kW/abonnement) incluse dans le réseau de taille minimum, peut réduire de l'ordre de 10% la part du coût du réseau moyenne tension allouée à la clientèle domestique.

<sup>2</sup> Ouvrage plus haut cité, pages 30-31 et



Dans notre preuve (page 37) nous évaluons que l'allocation des coûts du réseau de transport et du réseau distribution en fonction de la puissance (à 32,3%) coïncidente (transport) et non coïncidente (distribution) et de l'énergie (à 67,3%) réduit le fardeau du secteur domestique de 485,4 M\$ (soit 11% du revenu requis total de 4 408 M\$, ou 18,4% des revenus requis en transport (1 148,4 M\$) et en distribution (1 483M\$)) tels qu'estimés par H.Q. pour le secteur domestique. L'allocation à 100% en énergie du transport et de la distribution, réduirait le fardeau du secteur domestique d'un montant additionnel de 168 M\$ (le revenu requis total devenant 3 754,6 M\$ avant correction pour l'excédent de profit de la production soit un écart de 14,8% par rapport au revenu requis évalué par H.Q.. Après correction de l'excédent de profit, le revenu requis pour la clientèle domestique serait de 3 630 M\$ pour l'allocation des coûts de transport et distribution, en puissance (32,3%) et énergie (67,3%), alors qu'il serait de 3462 M\$ si l'allocation ne se faisait qu'en fonction de l'énergie)

Ainsi dans la décision 62/94 (8/04/1994) du Manitoba Public Utilities Board, Manitoba Hydro reconnaissait (section 6.1 Zone of Reasonableness, sous-section 6.4.1 Hydro's Position) une marge d'erreur sur les méthodes d'allocation de coûts :

“ Hydro's position is generally that methodological uncertainty, data errors and possible errors in allocating some costs to rate zones limit cost of service accuracy and that the zone of reasonableness reflects the uncertainty in RCC ratios (ratio Revenu sur coût) due to these errors. For subclasses, the sample available for determining peak responsibility is smaller than for complete customer classes and Hydro therefore attributes a lower accuracy to subclass RCC ratios.”

On indique (section 12.3, Load Research, de la décision 51/96 du Manitoba Public Utilities Board):

“In Board Order 62/94, the Board directed Hydro to undertake a study with the objective of defining the magnitude of error in determining cost of service procedures. The results of this study submitted in the application show that imprecision of +/- 10 percent at the class level is plausible. However, this review also indicates that the methodology is not biased for or against any class of service. While the results of the study are preliminary it suggests that the existing ZOR (Zone Of Reasonableness of ratio of rates revenue to cost) of 90 to 110 is not unreasonable. Hydro states that study methodologies could be improved to provide a more detailed review but this would take 6 - 12 months. The improved study would recognize emphasis being placed on different factors that lead to imprecision such as load measurement variation, Generation/Transmission classification, and allocation. Ability to aggregate individual impacts would also be recognized. Weight would continue to be given to non-cost factors.”

Tout cela indique un intervalle assez étendu des coûts que peut avoir à supporter le secteur domestique selon le choix de la méthode d'allocation que l'on retient. De la sorte le régulateur peut tenir compte de la marge d'incertitude importante lorsque vient le temps de répartir les coûts et fixer les tarifs, ainsi il peut raisonnablement admettre un écart de 10% entre le revenu requis et le revenu retiré des tarifs, considérant la marge d'erreur ou d'incertitude amené par la procédure d'allocation des coûts.

Robert Knecht, en page 1 de sa preuve du 8/01/03, parle quant à lui d'un écart acceptable de l'ordre de 5% entre les revenus requis (après interfinancement) et les revenus tarifaires.

Nous pensons que cet intervalle n'est pas suffisant considérant les niveaux d'incertitude et d'erreur.

## C) Réponses aux questions d'H.Q. :

1.1 : Ce que cela veut dire c'est que si H.Q. demandait une hausse tarifaire de l'ordre de 8 à 10% en 2004, soit de l'ordre de l'inflation entre 1998 et 2004, cela équivaldrait selon nous à un choc tarifaire pour les consommateurs et constituerait une récupération en un seul coup de la presque totalité du gain (ou récupération) en pouvoir d'achat que le gel aura pu procurer.

2.1 : L'écart déficitaire (153,5 M\$) des réseaux autonomes est important en soit comme nous l'indiquions, mais amorti sur l'ensemble des clients d'H.Q., cela ne produit pas un impact important en terme relatif, ce déficit correspond à 1,75% des revenus requis (8 747 M\$) en 2002-2003. Notre affirmation veut dire que l'impact n'est pas suffisamment important pour que nous remettions en question le principe d'uniformité des tarifs sur le territoire du Québec ; car nous considérons que l'interfinancement entre régions est socialement acceptable, d'autant s'il s'agit de réseaux autonomes situés dans les régions ressources d'où proviennent une part significative des approvisionnements en électricité des québécois, cela constitue alors une forme de rente sur la matière première versée à ces populations.

Bien sûr nous ne souhaitons pas que le déficit soit accru, mais nous ne voulons pas que les clients des réseaux autonomes subissent des hausses tarifaires importantes ou des réductions de services et d'accessibilité aux services dans le seul but de réduire ce déficit.

Des solutions pour réduire les coûts de production comme celles proposées par André Bélisle (pour SÉ/AQLPA) devraient plutôt être recherchées. On devrait aussi penser, afin d'améliorer l'efficacité de la production, à la cogénération dans les réseaux autonomes en utilisant la vapeur pour la chauffe, comme cela se fait dans certains villages de pays nordiques européens.

On note aussi qu'avant la Loi 116 les coûts de la production des réseaux autonomes (137,5 M\$ ou 80% du coût total des réseaux autonomes en 2002-03) étaient assumés par H.Q. production, ce transfert accroît donc d'environ 120 M\$ le déficit de la distribution évalué par H.Q..

Il n'y a pas a priori de seuil limite où nous jugerions trop important les coûts des réseaux autonomes, au point de renoncer à l'uniformité territoriale des tarifs, cela doit être évalué au mérite selon la pertinence des modes de production et de distribution, retenus par H.Q. et des coûts à faire assumer par l'ensemble de la clientèle.

3.1 : Nous considérons que le fardeau de preuve, du caractère juste et équitable du partage des coûts des poteaux entre les divers utilisateurs, revient à H.Q. et non à nous. Nous questionnons quant à nous le caractère équitable de ce partage de coûts et attendons des explications claires avant de reconnaître ce partage acceptable.

Nous recherchons donc ici c'est une allocation équitable des coûts entre les différents utilisateurs des poteaux d'H.Q.. Par exemple est-ce qu'H.Q. dispose du même espace sur les poteaux

appartenant aux cibles de téléphone par exemple ? est-ce que l'espace occupé est le critère pertinent pour effectuer le partage des coûts ? est-ce que la contribution des câblodistributeurs est suffisante et est en lien raisonnable avec les revenus qu'ils retirent de leurs services ?

L'espace en soit est un facteur mais l'accès aux poteaux et la taille des fils et la grosseur des équipements sur les poteaux en est une autre; de même la part du coût des poteaux dans l'ensemble des revenus des cibles de téléphone, de câblodistribution et d'H.Q. peut être un autre critère pour juger du caractère équitable du partage des coûts des poteaux.

Nous pensons que ce partage des coûts de poteaux peut être réévaluée de façon transparente dans le meilleur intérêt de tous.

4.1 : Concernant la liste des utilités publiques et des coopératives qui établissent leur taux de rendement sur la base de la couverture d'intérêt, il faudrait la demander à l'auteur de la citation ou à l'APPA. On vous rappelle qu'il y a aux États-Unis quelques milliers d'utilités publiques ou coopératives.

Dans le cas par exemple de Manitoba Hydro, une société de la couronne, il est évident que la réglementation se fait sur la base des critères financiers. Les revenus excédentaires sont versés au gouvernement ou accumulés pour couvrir une partie des dépenses d'investissement futurs ou pour absorber des baisses imprévues de revenu (réduction de l'hydraulicité ou des exportations). Les surplus proviennent majoritairement des exportations et sont en partie redistribués à la clientèle.

4.2 : voir réponse à 4.1.

4.3 : dans le mémoire de Drazen se retrouvent justement en annexes une comparaison de l'impact sur le profit d'H.Q. dans son ensemble d'une réglementation sur la base du taux de couverture d'intérêt versus la réglementation du taux de rendement (RoE), incluant les activités d'exportation) :

| <b>Profit en M\$</b>   | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 |
|------------------------|------|------|------|------|------|
| Taux couverture = 110% |      |      |      |      |      |
| Profit H.Q.            | 314  | 317  | 307  | 306  | 302  |
| Profit H.Q. distri.    | 46   | 46   | 44   | 43   | 42   |
| Taux couverture = 130% |      |      |      |      |      |
| Profit H.Q.            | 942  | 950  | 921  | 917  | 907  |
| Profit H.Q. distri.    | 139  | 139  | 132  | 128  | 125  |
| RoE à 10%              |      |      |      |      |      |
| Profit H.Q.            |      | 1244 | 1324 | 1452 | 1529 |
| Profit H.Q. distri.    |      | 211  | 208  | 208  | 206  |

Cela donne un bon ordre de grandeur des écarts de profit selon les méthodes et niveaux du critère impliqué. Si on utilise les frais de la dette évalués par H.Q. distribution dans la présente cause : 520.8 M\$ en 2000-2001 et 470,6 M\$ : un taux de couverture de 110% donnerait respectivement

un profit de 52 M\$ et 47 M\$; pour un taux de couverture de 130% le profit serait respectivement de 156 M\$ et 141 M\$, alors que le profit requis par H.Q. distribution est de 332 M\$ et 329 M\$.

4.4 : La méthode de couverture d'intérêt vise à assurer en priorité la couverture des intérêts et la santé financière de l'entreprise, considérant que pour les utilités publiques le financement des investissements se fait principalement par emprunt, en ajoutant une marge pour assurer le développement de l'entreprise et la protection face aux risques.

Dans la gamme de taux de couverture des intérêts regardée par Drazen (entre 110% et 130%), ce qui semble couvrir assez bien les diverses situations et exigences financières, on voit que le profit qui en découle est inférieur au profit procuré par un taux de rendement de l'ordre de 10% (taux appliqué aussi sur la production).

L'ACEF de Québec considère qu'il faille limiter le taux de couverture d'intérêt dans l'ordre du 110%, et/ou limiter le taux de rendement d'H.Q. sur les activités rendues à la charge locale sous la barre des 10%, et qu'il faille appliquer un taux de rendement différencié et nul pour la clientèle domestique; donc le problème que vous énoncez ne se pose pas pour l'ACEF.

Notre compréhension c'est que généralement les utilités publiques tirent un rendement moins élevé sur les services rendus à la charge locale, relativement aux utilités privées, et que le critère du taux de couverture des intérêts, plus adéquat pour les entreprises se finançant d'abord par emprunts, d'autant si ces emprunts sont garantis par le gouvernement, permet un taux de rendement moins important que pour la méthode RoE qui traite indifféremment les utilités publiques et les entreprises privées en général, qui elles ont des exigences de profit plus élevées du fait qu'elles n'ont pas le même niveau de risque ni n'assument pas de mission d'intérêt public liée à l'offre de services essentiels.

Dans le cas de Manitoba Hydro l'objectif est de maintenir le taux de couverture d'intérêt à un niveau supérieur à 120%, sachant que les surplus proviennent d'abord des exportations, cet objectif est acceptable. L'entreprise vise un ratio équité sur dette 25% en 2006, versus 20% en 2001.

Dans le cas d'H.Q., de 92 à 97, la couverture d'intérêt a oscillé entre 1,03 (93) et 1,21 (97) avec une moyenne de 1,09 et le taux de rendement entre 3,3% (95) et 7,4% (92) avec une moyenne de 5,7%. Tout cela n'a pas provoqué de décote d'H.Q., car sa cotation suit d'abord et avant tout celle du gouvernement du Québec.

5.1 : Nous demandons et souhaitons toujours obtenir la valeur effective des variables pouvant servir à l'allocation des frais corporatifs entre les diverses fonctions d'H.Q. pour les 3 années en cause, idem pour les services partagés, afin de vérifier si les méthodes d'allocation et d'autres mixtes possibles assurent un partage adéquat et équitable des frais entre fonctions ou divisions d'H.Q..

5.2 : Un partage équitable des frais corporatifs entre activités réglementées et non réglementées

en est un qui doit d'une part assurer un partage de ces frais en fonction de l'usage des services effectivement consommés par chacune des divisions et d'autre part qui tient compte de la nature intégrée des services électriques, notamment du rôle que la distribution joue en faveur de la production et du transport : par exemple si la facturation était faite ou assumée séparément par la production, le transport et la distribution chacune devrait assumer une partie de ces coûts avec les frais corporatifs associés aussi (vérification comptable...).

Considérant par exemple un revenu requis de 2,6 G\$ pour la distribution en 2001, cela représente 20,7% des revenus totaux d'H.Q. en 2001 (12,57 G\$).

Il nous semble raisonnable et équitable que la distribution assume une part comparable des frais corporatifs considérant la nature commune des frais corporatifs. Ainsi en 2002-2003, 20,6 M\$ de frais corporatifs représente 20% du total de frais corporatifs directement chargés (103 M\$).

Cela est sans compter les frais corporatifs intégrés dans les charges partagées 42,5 M\$ en 2002, et dont l'évaluation dépend aussi du mode d'allocation des frais corporatifs.

5.3 : voir 5.2.

5.4 : voir 5.2.

6.1 : les pertes pour non recouvrement ne visent pas juste la partie distribution des services mais aussi une partie pour la production et le transport, via les tarifs d'électricité intégrées.

Comme cela ne vise pas juste la distribution il nous apparaît équitable de considérer cette dépense comme une dépense corporative qui devrait être assumée par les divisions production et transport; coté production cela serait intégré dans le tarif de la fourniture existant (2,79¢/kWh), considérant les profits excédentaires de la production. Côté transport ce coût corporatif serait intégré dans le coût de transport puis réparti aux diverses catégories de clients avec le coût global de transport ou de manière spécifique si cela correspond mieux à la façon dont les coûts sont induits. Côté distribution cela serait réparti avec les frais corporatifs selon l'énergie consommée par exemple ou selon un allocateur adéquat.

Si les pertes pour non recouvrement sont conservées du côté de la distribution elles devraient être réparties en fonction de l'énergie consommée, sur l'ensemble des clientèle, et non en fonction du nombre d'abonnement, ou au minimum en pondérant le nombre d'abonnement par le risque de pertes par client, associé à chaque clientèle.

6.2 : comme indiqué en 6.1 la répartition se ferait entre la production, le transport et la distribution.

7.1 : Effectivement en page 30, nous devrions lire : H.Q. utilise la méthode du réseau de taille

minimum. Merci de nous avoir signaler l'erreur.

8.1 : Raisons, avec l'approche causale, qui supportent l'hypothèse d'une répartition des coûts de transport de la charge locale sur la base de 67,3% des coûts en énergie et 32,3% en puissance (p. 34 point c) de notre mémoire) :

tout comme la preuve soumise par l'Union des consommateurs l'indique, nous pensons que le réseau de transport sert dans la réalité à livrer l'année durant, de l'énergie tout autant que la puissance, et que le réseau de transport principal est conçu pour relier les centrales hydroélectriques éloignées aux centres de consommation et que l'on a ainsi une interdépendance dans la conception et l'opération autant des centrales que des lignes de transport à haute tension, en sorte que l'allocation des coûts devrait se faire sur une base comparable. L'utilisation de la méthode 12-CP donnerait des résultats d'allocation comparables à la méthode que nous proposons et pourrait en cela constituer une solution de remplacement acceptable.

Nous rejetons en soit l'idée que le réseau parce qu'il est conçu pour répondre à la puissance de pointe, doit voir ses coûts alloués sur cette seule base. Il n'y a pas selon nous de correspondance directe entre conception du réseau, causalité des coûts et allocation des coûts, comme on l'indique pour le réseau de production, à plus de 90% hydroélectrique, qui est nécessairement conçu pour répondre à la pointe du réseau, mais pour lequel on n'applique pas la méthode 1-CP pour en répartir les coûts.

La méthode 1-CP a l'inconvénient majeur d'impliquer un coût et tarif (implicite) marginal nul pour l'usage du réseau en dehors de la pointe annuelle (moyenne de 300 heures ou 12,5 jours pleins), ou encore de facturer les clientèles sans considération du facteur d'utilisation du réseau ce qui nous apparaît inéquitable.

Par exemple dans la preuve de Jacques Fontaine, pour SÉ/AQLPA, en page 17 nous voyons que l'application de la méthode 1-CP (aux catégories D et DM) au chauffage électrique ferait supporter à cet usage 742,6 M\$ (pour 20,9 TWh ou 3,55¢/kWh) de frais de transport pour le chauffage, contre 379,9M\$ (pour 28,99 TWh ou 1,31¢/kWh) pour les autres usages.

Donc le chauffage en consommant 41,9% de l'énergie du secteur domestique assumerait 66% des coûts de transport.

Sans confirmer la précision de ces chiffres, l'ordre de grandeur qui découle de cette analyse, semble bien représenté l'impact d'un tel mode de tarification.

Selon nous l'existence de coûts fixes et coûts communs importants, et l'existence d'économie d'échelle font que l'on ne peut allouer les coûts de transport en fonction, directement et linéairement, de la puissance de pointe appelée par chaque catégorie de clients. Donc la prise en compte de la puissance de pointe et de l'énergie, ou de la somme des 12 pointes mensuelles, nous apparaît à la fois plus équitable mais plus en lien avec la vraie causalité des coûts. (voir aussi notre réponse à la question 3.1 de la Régie de l'énergie).

9.1 : (p. 34 point h) de notre mémoire) : dans le revenu requis du distributeur on devrait retrouver les coûts associés aux services facturés et effectivement assumés par H.Q. et non les revenus facturés; de l'autre côté en soustrayant ces revenus soutirés de la clientèle des revenus attendus totaux, vous vous trouvez à enlever du processus d'examen tout profit excédentaire que la tarification directe pourrait générer.

Donc vous enlevez du revenu requis et des revenus prévus le même montant, ce qui vous évite d'avoir à justifier le caractère raisonnable des frais directs et des excédents de profit que cela pourrait comporter.

Il est donc faux de prétendre que tout profit pouvant résulter de ces opérations sont entièrement remis aux consommateurs, au contraire ces profits demeurent, mais ils sont tout simplement évacués de la discussion et du contrôle réglementaire de la Régie. S'il y a un profit excédentaire généré par l'imposition de frais directs cela devrait au contraire apparaître dans le processus réglementaire et réduire le déficit effectif de la distribution.

Telle est notre compréhension et notre position.

10.1 : (p. 35 point d) de notre mémoire) Nous proposons que s'il y a des coûts supplémentaires occasionnés par la livraison du service en moyenne tension que ces coûts soient imputés aux clients desservis en moyenne tension. Avant de proposer une proportion additionnelle de coût à faire supporter aux clients en moyenne tension il faut que la nature et l'importance de ces coûts soit précisée.

10.2 : lors des rencontres techniques on nous a bien précisé que l'on pouvait passer directement de la haute tension à la basse tension sans problème; aussi nous comprenons que le passage intermédiaire à la moyenne tension sert à desservir les clients commerciaux, institutionnels ou industriels en moyenne tension. Dans la mesure où l'on ajoute une étape, il nous apparaît raisonnable de penser que des coûts supplémentaires sont générés (d'autant que les pertes électriques s'en trouvent accrues du fait d'une étape de transformation supplémentaire et du transport de l'électricité à un voltage plus faible), et ces coûts supplémentaires ne devraient pas être assumés par les clients desservis en basse tension.

Ainsi dans la mesure où l'on peut passer de la haute tension à la basse tension, on pourrait concevoir un réseau où la moyenne tension est produite en parallèle au réseau basse tension, à partir du réseau haute tension, et que les coûts de ce réseau parallèle moyenne tension soit supportée intégralement par les clients en moyenne tension. En pratique cette façon de faire pourrait s'avérer beaucoup plus coûteuse.

10,3 : voir réponse 10.2.

11.1 : (p. 36 point d) de notre mémoire) veuillez fournir les informations qui supportent l'assertion voulant que les services à la clientèle offerts aux entreprises sont plus coûteux que ceux offerts aux clients résidentiels :

Nous parlons ici en terme de coût unitaire ou de coût par client : nous pensons que les services personnalisés, les services additionnels offerts aux clients commerciaux ou industriels (internet, R&D, promotion des technologies (électrotechnologies etc.) etc.) génèrent des coûts additionnels qui doivent être alloués en conséquence.

12.1 : (p. 47 de notre mémoire) : la protection de l'interfinancement inscrite dans la loi modifiée de la Régie de l'énergie vise :

1) à protéger l'interfinancement en faveur du secteur résidentiel en maintenant ses tarifs bas, stables et uniformes en accord avec le pacte social.

La deuxième partie de l'énoncé est d'abord complémentaire à la première, sans impliquer nécessairement de cause à effet. Peu importe la méthode pour évaluer l'interfinancement, des tarifs bas, uniformes et stables sont en soit souhaitables et sont à même d'assurer le maintien du niveau d'interfinancement, toutes choses étant égales par ailleurs.

Par contre la méthode pour évaluer l'interfinancement implique d'une part l'allocation préalable des coûts, et dépendamment de la méthode d'allocation retenue le fardeau qui pèsera sur les clients domestiques sera plus ou moins important, et ce fardeau variera plus ou moins dans le temps en fonction des facteurs de croissance des coûts et de l'évolution des différents profils de consommation.

Enfin qu'il y ait de faibles variations tarifaires entraînées par l'exigence de maintien de l'interfinancement n'implique pas qu'il faille automatiquement modifier les tarifs pour autant, cela devra prendre des modifications significatives (à préciser) de revenus requis et de tarifs associés avant de changer les tarifs. D'autant que ces modifications légères pourraient se compenser dans le temps.

13.1 : (p. 52 et 53 de notre mémoire) Considérez-vous qu'à chacune des occasions où le gouvernement du Québec a augmenté tous les tarifs d'un même pourcentage qu'il a tenté de réduire l'interfinancement dont bénéficient les clients domestiques.

Historiquement, sauf rare exception, le gouvernement a effectivement haussé les tarifs d'électricité d'un même pourcentage pour toutes les catégories de clientèle. Ce faisant il s'assurait que les revenus tarifaires évoluent de façon à couvrir l'ensemble des coûts d'H.Q. et à maintenir sa santé financière. Il faut aussi voir qu'avant 2000 la loi n'empêchait pas de modifier l'interfinancement, ce que la LRE impose maintenant.

Ainsi la modification de la structure du tarif D à la fin des années 70, d'une structure à taux régressif à



une structure à taux progressif, tout comme l'imposition de nouveaux frais de service dans les années 90, a eu pour effet, en toute vraisemblance, de réduire l'interfinancement en faveur du secteur domestique.

Hausser les tarifs pour s'ajuster à la hausse des coûts n'a pas le même impact sur l'interfinancement que de hausser tous les tarifs afin de générer des profits supplémentaires. Le débat de fond revient à la définition claire de l'interfinancement en faveur des clients résidentiels et à ce qu'il faut faire pour respecter la Loi dans le présent et le futur.

La définition standard et reconnue en réglementation économique de l'interfinancement vise l'écart entre le coût de service et le revenu tarifaire. Si H.Q. hausse tous les tarifs afin d'accroître ses profits et que cela réduit l'écart entre le coût de service et les revenus tarifaires de la catégorie domestique, et bien incontestablement cela constitue une action qui réduit l'interfinancement en faveur des clients résidentiels et qui contrevient selon nous à la Loi.

Dans la mesure où l'intention du législateur est de protéger le pouvoir d'achat des consommateurs d'électricité il va de soit pour nous qu'il faille maintenir constant le ratio revenu tarifaire/coût de service pour la catégorie domestique.

14.1 : Concernant Manitoba Hydro : cela fait plus de 6 ans (la dernière hausse datant de 1997) que les tarifs au détail de Manitoba-Hydro sont gelés.

Aussi Manitoba Hydro <sup>3</sup> reconnaissant l'aspect arbitraire des méthodes d'allocation de coûts, jugeait raisonnable de ne pas viser un ratio revenu tarifaire sur coûts identique pour toutes les clientèles.

Choses intéressante les revenus excédentaires tirés des exportations (voir décision 51/96 du Manitoba Public Utilities Board, section 12.5 : **Allocation of Net Export Revenue**)

bénéficient à la charge locale en étant intégré dans le revenu requis et réparti aux différentes catégories de clientèles en fonction de leur coût de production et transport, alors que pour H.Q. les profits de la production et des exportations ne sont pas explicitement et de manière transparente justifiés et redistribués à ses clientèles. (Voir notre réponse 3.1 à la Régie de l'énergie)

Sur son site en français on retrouve : " Mission : Manitoba Hydro vise à être reconnue comme le meilleur service public en Amérique du Nord en ce qui concerne les tarifs, la fiabilité et la satisfaction de la clientèle et à être prévenant envers toutes les personnes avec qui elle entre en contact."

Nous ne voulons pas dire que Manitoba Hydro est parfaite et n'a pas à s'améliorer, mais nous pensons que son respect de la clientèle domestique est exemplaire et en lien avec son statut de société d'état et l'encadrement réglementaire en place au Manitoba; nommément sa reconnaissance du fait que son véritable actionnariat est en fait la population même du Manitoba devrait être suivie par H.Q. avec tout ce que cela implique en terme de profit requis et tarif requis.

Richard Dagenais et Denis Falardeau, pour l'ACEF de Québec.

---

<sup>3</sup> The public Utilities Board of Manitoba, Order no. 62/94, April 8, 1994.