

**La Régie de l'énergie  
Demande d'Hydro-Québec  
Dossier R-3401-98**

**Requête tarifaire d'Hydro-Québec**

**Témoignage de M. Roland Priddle**

**(Version française)**

1                   **Dans quel but présentez-vous ce témoignage ?**

2                   Les tribunaux réglementaires canadiens ont peu d'expérience dans le  
3                   traitement de requêtes tarifaires concernant le transport de l'électricité.  
4                   Cependant, pendant plusieurs décennies, les tribunaux canadiens ont eu  
5                   à traiter les tarifs de transport de gaz, sous forme de «proposition de  
6                   tarifs» et de «requête tarifaire». Alors qu'il y a, bien entendu, des  
7                   différences techniques entre les deux formes d'énergie et leurs moyens  
8                   de transport, on peut reconnaître d'importantes similarités économiques  
9                   entre les deux. Je vous soumets respectueusement que la Régie pourrait  
10                  tirer profit, en examinant et en statuant la requête d'Hydro-Québec,  
11                  d'avoir devant elle un témoignage sur la réglementation des tarifs de  
12                  transport de gaz au Canada, plus particulièrement telle qu'exécutée par  
13                  l'Office national de l'énergie («l'Office» ou «ONE»). Je demande de  
14                  fournir de telles preuves et de respectueusement en tirer des conclusions  
15                  en vue de les soumettre à l'étude de la Régie.

16

17                   **Proposez-vous aussi de fournir un témoignage similaire concernant**  
18                   **les tarifs de transport par oléoduc ?**

19

20                  Non, et ce, pour plusieurs raisons:

- 21                   1. Les oléoducs réglementés par l'ONE sont des transporteurs  
22                   communs puisqu'en principe, ils doivent accepter toutes les  
23                   quantités soumissionnées pour expédition et doivent donner un  
24                   service au prorata dans le cas où la capacité ne pourrait subvenir  
25                   à la demande. Les gazoducs sont des transporteurs contractuels  
26                   et ne sont tenus d'assurer le service qu'aux expéditeurs avec  
27                   lesquels ils ont une relation contractuelle.
- 28                   2. Généralement, les tarifs des oléoducs ne sont basés que sur un  
29                   taux applicable à la marchandise (taux par volume expédié). Les  
30                   tarifs de gazoducs sont basés sur le montant de capacité du

- 1 gazoduc réservé par le contractant. Le tarif doit être payé, que la  
2 quantité soit utilisée ou non.
- 3 3. Des douzaines de types de pétrole brut, de produits d'huile  
4 raffinée et, dans le cas de l'oléoduc interprovincial, divers  
5 liquides du gaz naturel sont transportés sur les principaux  
6 systèmes pipeliniers canadiens assignés aux expéditeurs  
7 individuels. Le gaz de pipeline commercialisable est une  
8 marchandise entièrement fongible pouvant être échangée  
9 promptement dans le système pipelinier.
- 10 4. Il est d'usage qu'un oléoduc fournisse les installations qui seront  
11 utilisées par des expéditeurs distincts. Les tarifs sur de telles  
12 installations sont calculés séparément, sur la base du principe de  
13 «l'utilisateur-payeur». Un pipeline latéral raccordant une  
14 raffinerie de pétrole qui appartient à un expéditeur au système  
15 principal de pipeline utilisé par plusieurs expéditeurs, serait un  
16 bon exemple. Par contre, il est peu commun qu'un gazoduc  
17 fournisse des installations qui ne seront utilisées que par un  
18 expéditeur ou un groupe bien distinct d'expéditeurs<sup>1</sup>.
- 19 5. La situation des oléoducs, résumée au point 4, a mené l'ONE à  
20 élaborer et appliquer le concept de «droits particuliers» (*stand*  
21 *alone*) dans les cas où les coûts d'une installation spécifique  
22 sont clairement attribuables à l'utilisateur<sup>2</sup>. C'est un cas très rare  
23 en réglementation de gazoducs.

24

25 Dans chacune des circonstances énumérées plus haut, le transport de  
26 pétrole par pipeline est soit non analogue, soit moins analogue au  
27 transport de l'électricité à haute tension, que ne l'est le transport de gaz  
28 par gazoduc. C'est pour cette raison que je ne propose pas de fournir de  
29 preuves concernant la réglementation tarifaire des oléoducs.

30

1 **Quelle est la nature des preuves que vous voulez présenter?**

2

3 Je voudrais décrire les politiques inhérentes à certaines décisions de  
4 l'Office national de l'énergie sur certaines questions telles que: le  
5 maintien d'une base de tarification unique, l'intégration des coûts  
6 d'investissement additionnels à la base de tarification à mesure que le  
7 système s'accroît; le recouvrement dans un coût unique de service d'un  
8 pipeline du coût de service d'un second pipeline qui est intégré – en  
9 terme d'ingénierie – au premier; l'interprétation de ce que constitue un  
10 «tarif basé sur les coûts»; et l'utilisation des «tarifs timbre-poste».

11

12 Je désire aussi faire quelques commentaires au sujet des décisions de  
13 l'*Alberta Energy and Utilities Board* («EUB») en ce qui a trait aux tarifs  
14 de transport du gaz, et ce, de mon point de vue, à titre d'ancien  
15 responsable d'un tribunal analogue.

16

17 Mon témoignage se situe entièrement au niveau des considérations  
18 générales de réglementation plutôt qu'au niveau des détails techniques  
19 de la conception tarifaire.

20

21 **Est-il possible de parler de «politiques» en matière de**  
22 **réglementation tarifaire lorsque chaque situation doit être décidée**  
23 **cas par cas?**

24

25 Oui, je crois que c'est possible. Un tribunal de réglementation doit tenir  
26 compte, entre autres, des points suivants :

27

28 1. Les faits spécifiques en instance et les arguments présentés en ce  
29 qui a trait à ces faits;

- 1                   2. La règle selon laquelle chaque membre qui entend la cause est  
2                   un preneur de décision indépendant;
- 3                   3. L'importance de la constance des décisions successives pour  
4                   l'entité réglementée et les utilisateurs de services de cette entité.

5

6                   Les faits essentiels relatifs aux tarifs de transport ne sont pas  
7                   susceptibles de changer fondamentalement, entre les requêtes  
8                   successives. Compte tenu de ces circonstances, un tribunal expérimenté  
9                   et professionnel, même s'il n'est pas officiellement lié par un précédent,  
10                  n'annulera pas avec facilité les principes sous-jacents aux décisions  
11                  antérieures. Tout organisme de réglementation ayant tendance à vouloir  
12                  réformer ces principes sera d'autant plus tempéré par le désir du tribunal  
13                  de traiter la réglementation de façon constante, ce qui entraîne des  
14                  prises de décisions stables et prévisibles.

15

16                  Ce sont les raisons pour lesquelles il est possible et juste de parler de  
17                  « politiques » en matière de réglementation tarifaire<sup>3</sup>.

18

19                  **Les commentaires que vous venez d'émettre sont-ils pertinents à la**  
20                  **cause actuelle, la première à être présentée à la Régie en ce qui**  
21                  **concerne les tarifs de transport?**

22

23                  Oui: je sou mets respectueusement qu'ils soulignent l'importance de  
24                  l'activité actuelle de la Régie. Je dis « respectueusement » parce que la  
25                  nouvelle Régie a déjà trois ans et qu'elle a, durant ce temps, pris  
26                  plusieurs décisions importantes, que ses membres sont bien informés et  
27                  expérimentés, qu'elle est secondée par un personnel compétent et  
28                  qu'elle a hérité d'un long historique de réglementation de l'industrie  
29                  gazière par la Régie du gaz naturel.

30

1 Mon expérience, mes observations et ma compréhension des  
2 « politiques de réglementation » suivies par d'autres tribunaux  
3 canadiens suggèrent que la ou les décisions de la Régie dans le cas  
4 présent auront des répercussions permanentes sur la conception tarifaire  
5 d'Hydro-Québec. Il ne serait donc pas exagéré d'affirmer qu'elle aura  
6 une influence profonde sur le développement de l'industrie de  
7 l'électricité, de l'industrie énergétique et, par le fait même, sur  
8 l'économie de la province dans son ensemble.

9  
10 **Pouvez-vous citer un exemple de répercussion permanente d'une**  
11 **première décision tarifaire touchant l'industrie du transport du**  
12 **gaz?**

13  
14 Oui: la décision de l'Office national de l'énergie en 1973 à l'égard des  
15 principes formulés relatifs aux tarifs de TransCanada Pipelines<sup>4</sup> qui sont  
16 toujours avec nous, 27 ans plus tard. J'invoque plus particulièrement la  
17 base de tarification unique, l'intégration de tous les coûts à cette base de  
18 tarification, la tarification à deux composantes et les zones de  
19 tarification établies à ce moment-là. Ces principes ont  
20 fondamentalement influencé le développement de l'industrie gazière au  
21 Canada pendant près de trente ans et ont façonné, de façon importante,  
22 les marchés de l'énergie des provinces consommatrices, y compris celui  
23 du Québec.

24  
25 **L'Office national de l'énergie a-t-il fait face à une demande pour**  
26 **subdiviser la base de tarification d'une entreprise de transport de**  
27 **gaz, et quelle a été sa décision?**

28  
29 Le cas exceptionnel traitait de la demande de TransCanada Pipelines, en  
30 mars 1972, pour un tarif permettant de récupérer le coût de service pour

1 l'année témoin 1970, déterminé par la décision de l'Office en janvier  
2 1972, exprimé dans l'ordonnance TG-1-72.

3  
4 Dans sa demande, TransCanada Pipelines « *séparait les coûts de*  
5 *transport entre le 'système de l'Ouest' et le 'système de l'Est' (dont la*  
6 *délimitation était la frontière Ontario-Manitoba) pour les raisons*  
7 *énoncées, notamment, que les coûts de construction et d'exploitation du*  
8 *système de l'Est étaient beaucoup plus élevés que ceux du système de*  
9 *l'Ouest* » (traduction libre)<sup>5</sup>.

10  
11 L'Office a rejeté cette séparation parce que, pour le citer dans ses  
12 propres mots: « *la nature et les caractéristiques du système de*  
13 *TransCanada implique et exige, dans la mesure du raisonnable, un*  
14 *partage par tous les consommateurs des coûts du système aussi bien*  
15 *que des bénéfices. L'Office rejette donc la séparation du système du*  
16 *requérant entre des composantes de l'est et de l'ouest pour des fins*  
17 *d'allocation de coût....* » (traduction libre).<sup>6</sup> L'Office avait déjà trouvé  
18 que: « *TransCanada est une compagnie intégrée de transport de gaz*  
19 *naturel dont le système a été planifié, conçu, construit et est maintenant*  
20 *exploité comme une seule entité au bénéfice de tous ses clients.* »  
21 (traduction libre)<sup>7</sup>.

22  
23 Étant donné cette décision qui est dans un sens une décision de  
24 «politique de réglementation», tous les pipelines de transport de gaz  
25 réglementés par l'ONE maintiennent, fondamentalement, « une base de  
26 tarification unique » pour la tarification du transport sur les réseaux  
27 principaux.

28  
29 **Pouvez-vous identifier des exceptions à cette règle générale ?**  
30

1 Je ne peux penser à aucune exception à cette règle générale, telle que je  
2 l'ai formulée. Dans certaines circonstances spéciales, vous trouverez  
3 des bases de tarification séparées, mais ces cas ne sont pas compris dans  
4 la définition spécifiée plus haut. L'exemple le plus frappant est celui du  
5 maintien des bases de tarification séparées de *Westcoast Energy* d'une  
6 part, pour le transport sur le réseau principal et d'autre part, pour  
7 l'extraction et la transformation du gaz; mais il s'agit ici d'activités  
8 techniques et économiques distinctes. Il y a aussi des cas où une  
9 séparation est nécessaire afin de pouvoir bien identifier les coûts  
10 attribués à un service spécifique et de relier le tarif de ce service à ces  
11 coûts. Un exemple notable est celui la décision de l'Office qui a appuyé  
12 la tarification particulière (*stand alone*) des installations conçues pour  
13 satisfaire les besoins d'un groupe d'expéditeurs, dans le cas  
14 d'installations qui injectent les liquides de gaz naturel (NGL) dans les  
15 lignes d'*Interprovincial Pipe Line Company* à Edmonton, Alberta.  
16 L'argumentation de l'Office était que les coûts en question pouvaient  
17 être clairement attribués à un groupe d'utilisateurs, que l'application  
18 d'un tarif distinct minimiserait tout interfinancement potentiel, qu'elle  
19 fournirait des signaux de prix appropriés pour les prises de décisions et  
20 que la tarification distincte était tout à fait appropriée lorsque, comme  
21 dans ce cas, des installations privées concurrentielles étaient  
22 disponibles.<sup>8</sup>

23  
24 **L'Office national de l'énergie a-t-elle déjà pris des décisions**  
25 **relatives à la méthode de péréquation appliquée aux coûts**  
26 **d'investissement (ou d'exploitation) additionnels de transport de**  
27 **gaz dans des dossiers importants en instance devant elle?**

28  
29 En commençant par le premier dossier tarifaire de TransCanada  
30 Pipelines en 1969-1973, l'Office avait l'habitude, pour chacun des

1 systèmes pipeliniers sous sa juridiction, d'intégrer (« to roll-in ») dans  
2 une seule base de tarification et par le fait même, dans un seul coût de  
3 service, tous les coûts d'investissement associés aux installations<sup>9</sup>.

4  
5 Depuis 1973, les gazoducs réglementés par l'ONE n'ont jamais par la  
6 suite soumis de requêtes pour «diviser la base de tarification ».  
7 Cependant, des intervenants se sont périodiquement attaqués  
8 vigoureusement à la méthode de péréquation (*rolled-in*) Un cas  
9 remarquable est celui du GH-5-89 (voir la note 9 à la fin du document).  
10 Il se rapporte à la conception de tarifs d'une demande pour l'expansion  
11 d'un pipeline qui ajoutait une valeur de près de 2,6 milliards de  
12 nouvelles installations, surtout pour desservir les marchés  
13 d'exportation, à une base de tarification de quelques 3,0 milliards de  
14 dollars. Il s'agissait d'une augmentation de la base de tarification de  
15 quelques 80 % pour parvenir à une augmentation de capacité d'environ  
16 19 %.

17  
18 L'Association des consommateurs industriels de gaz a proposé<sup>10</sup> que le  
19 coût de toutes les nouvelles installations requises pour desservir les  
20 marchés d'exportation soient compris dans une base de tarification  
21 séparée. L'Association pétrolière du Canada (« APC ») a proposé que  
22 tous les nouveaux expéditeurs du système pipelinier, malgré le fait  
23 qu'ils payent un tarif au coût moyen, devraient effectuer une  
24 contribution en capital pour compenser 50 % du fardeau financier  
25 supplémentaire attribué à l'expansion. Le *Consumer's Gas Company*  
26 *Limited* a proposé une méthode par laquelle tous les nouveaux  
27 expéditeurs paieraient un tarif au coût moyen ainsi qu'une surcharge de  
28 capacité.

29

1 L'Office national de l'énergie a décidé que toutes les demandes  
2 d'installations de pipelines devraient à des fins tarifaires être incluses  
3 dans la base de tarification de TransCanada<sup>12</sup>. L'Office a rejeté tous les  
4 arguments quant à une base de tarification séparée, une contribution en  
5 capital ou une surcharge de capacité pour les raisons suivantes –  
6 chacune d'entre elle reflète et répond aux arguments favorables à ces  
7 méthodologies alternatives :

- 8 1. Les options alternatives à la conception tarifaire basée sur le  
9 coût moyen (« les options ») protégeraient les expéditeurs  
10 actuels de certains ou de tous les coûts supplémentaires associés  
11 à ces nouvelles installations : l'Office a considéré que les  
12 payeurs des tarifs actuels n'ont aucun droit acquis, mais  
13 simplement un droit de prestation de service.
- 14 2. Les options alternatives seraient discriminatoires pour les  
15 expéditeurs, discrimination qui serait basée sur le moment où ils  
16 ont commencé à payer les tarifs et à recevoir les services :  
17 l'Office a jugé cette discrimination injustifiable.
- 18 3. La formule de la contribution en capital, proposée par l'APC,  
19 aurait pour effet de dresser des obstacles à l'entrée de nouveaux  
20 participants sur le marché : la concurrence serait alors limitée et  
21 donnerait un avantage concurrentiel abusif aux expéditeurs  
22 existants.
- 23 4. Les expéditeurs qui transportent des produits vers le marché du  
24 Nord-est américain ne devraient pas payer un tarif différent  
25 simplement parce qu'ils expédient à ce marché; l'Office n'a pas  
26 considéré que le marché du Nord-Est américain était nouveau.
- 27 5. Considérer les nouvelles installations au Nord-Est américain  
28 comme étant un pipeline séparé serait nier la réalité du réseau  
29 intégré de pipelines. Les installations ne peuvent être séparées  
30 physiquement.

- 1 6. Une fois les nouvelles installations terminées, elles feront partie  
2 intégrante de réseau de TransCanada Pipelines et ne seront ni  
3 associées, ni assignées à un expéditeur de gaz en particulier.
- 4 7. C'est la demande collective de l'ensemble des expéditeurs (donc,  
5 non seulement des « nouveaux expéditeurs ») qui donne lieu au  
6 besoin d'un pipeline de plus grande capacité.
- 7 8. Favoriser le processus de restructuration (gaz naturel) n'est pas  
8 en soi un mobile légitime pour établir une méthodologie de  
9 tarification.
- 10 9. Malgré le fait que la simplicité au niveau de la conception des  
11 tarifs n'est pas un facteur aussi important dans leur application  
12 qu'elle l'a déjà été, il n'en reste pas moins que le fait qu'une  
13 compréhension aisée de la méthodologie tarifaire, ainsi que les  
14 problèmes pratiques de mise en oeuvre, sont des facteurs que  
15 l'Office tient en ligne de compte.
- 16 10. Aucune preuve n'a été présentée pour démontrer que la  
17 tarification basée sur les coûts marginaux (péréquation  
18 différentielle) entraînerait une amélioration plus marquée de  
19 l'efficacité économique que celle de la méthodologie de  
20 péréquation (« rolled-in »).

21  
22 **Pouvez-vous résumer, en une phrase, l'essence de la décision**  
23 **concernant la méthode de péréquation de l'ONE dans GH-5-89 ?**

24  
25 Oui : *« Le système de transport pipelinier de TransCanada est un*  
26 *système intégré où aucun expéditeur n'a historiquement de droits*  
27 *acquis, à part ceux reliés à la fourniture de services, et dans lequel*  
28 *la demande collective de l'ensemble des expéditeurs, intérieurs et*  
29 *exportateurs, donne lieu au besoin d'une capacité supplémentaire,*

1 *il n’y a donc aucune justification pour discriminer entre les*  
2 *catégories d’expéditeurs. »* (traduction libre)

3  
4 **Dans le contexte actuel, y a-t-il autre chose que vous aimeriez**  
5 **souligner d’après l’ensemble des preuves du GH-5-89?**

6  
7 Oui : le requérant et un intervenant ont souligné en 1990 que les  
8 tarifs de TransCanada sont établis sur une base de tarification de  
9 péréquation depuis 32 ans (maintenant 42 ans) et que l’Office a  
10 conservé cette méthodologie dans plusieurs décisions antérieures, y  
11 compris dans les dossiers tarifaires en 1973 et en 1974, dans sa  
12 décision de 1981 où elle a décidé d’utiliser la tarification de  
13 péréquation pour Trans Québec-Maritimes Pipeline Inc. (« TQM »),  
14 et dans GH-2-87 émis en 1988<sup>13</sup>. C’est la constance en pratique de  
15 la réglementation en action.

16  
17 **Avez-vous des commentaires sur un point en particulier**  
18 **concernant ces décisions antérieures?**

19  
20 Oui, pour terminer, j’aimerais faire remarquer que le GH-2-87<sup>14</sup>, et  
21 non le GH-5-89, a présenté à l’Office le premier traitement de la  
22 question de la tarification de péréquation. Quant au GH-5-89, il est  
23 survenu lors de l’expansion d’un grand pipeline, dont le coût  
24 additionnel unitaire dépassait de beaucoup le coût moyen imputable  
25 aux installations en place.

26  
27 Par conséquent, l’Association des consommateurs industriels de gaz  
28 a proposé que la base de tarification de TransCanada soit  
29 théoriquement partagée en deux bases de tarification séparées; l’une  
30 serait pour le service intérieur et l’autre pour le service

1 d'exportation. Les développements antérieurs du réseau pourraient  
2 être examinés et alloués à la base de tarification intérieure ou à celle  
3 d'exportation.

4  
5 L'Office a rejeté cette attaque à la méthode de tarification de  
6 péréquation, ou une de ses options, pour les raisons principales  
7 suivantes<sup>15</sup> :

- 8  
9 1. Si l'Office acceptait la notion de « droits acquis » des  
10 expéditeurs existants, ce serait dire que les anciens tarifs  
11 n'étaient pas justes et raisonnables.
- 12 2. L'Office rejette le concept qui a été ensuite défini (dans GH-  
13 5-89) comme « droits acquis » par les expéditeurs existants.
- 14 3. Le service que fournit les nouvelles installations contribue à  
15 la capacité et l'intégrité du système intégré dans son  
16 ensemble.
- 17 4. La méthode de tarification de péréquation évite la  
18 complexité tarifaire inhérente à l'approche au coût marginal.  
19 Diviser le système actuel en multiples composantes ou bases  
20 de tarification distinctes n'est pas une solution pratique.  
21 L'Office donne moins de poids à cette raison que celles  
22 définies aux numéros 2 et 3 plus haut.
- 23 5. La méthode de tarification de péréquation n'entre pas en  
24 conflit avec la restructuration, la promotion de la croissance  
25 de l'industrie gazière et la stabilité de la tarification au fil du  
26 temps.

27  
28 **Qu'entendez-vous par « tarif timbre-poste » et quel a été la**  
29 **pratique au Canada quant à une telle tarification sur les**  
30 **systèmes de transport de gaz?**

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29

### **Le terme « tarif timbre-poste »**

Le « tarif timbre-poste » est un tarif qui est toujours le même, peu importe la distance parcourue par le gaz naturel dans le système pipelinier.

### **La pratique de la réglementation du Canada relative aux tarifs timbre-poste pour le transport du gaz**

La méthode générale utilisée au Canada, aussi bien qu'aux États-Unis, est en principe d'exiger des droits selon le volume<sup>16</sup>(c.-à-d. mètre cube) – distance (c.-à-d. kilomètres) des points de réception et de livraison entre lesquels le gaz s'achemine, mais de facturer ces droits sur une base moyenne dans les zones de tarification géographiques de grande étendue.

### **TransCanada Pipelines**

Ainsi, à partir de leur établissement en 1957, les tarifs de TransCanada Pipelines ont été conçus en relation à, d'abord six, puis cinq zones depuis 1973. C'est donc que la livraison du gaz à TransCanada Pipelines à son principal point de réception, près d'Empress, dans l'Est de l'Alberta, s'effectue au même taux de ce point de réception à qu'importe quel point de livraison à l'intérieur de chacune des zones. Le tarif de gaz transporté d'Empress à Sarnia est donc identique à celui livré à la ville de Québec, puisque ces points sont dans la zone de tarif de l'Est. Cette méthode a pour effet de créer une série de grandes zones timbre-poste *de facto* à

1 l'intérieur desquelles les taux ou les frais de services de transport  
2 pour le gaz expédié de l'extérieur de la zone sont identiques.

3  
4 La zone de l'Est de TransCanada Pipelines est décrite comme un  
5 « triangle » dont les points rejoignent Sarnia-North Bay-la ville de  
6 Québec; le triangle est grand et s'étend sur quelques 1 150 km du  
7 sud-ouest au nord-est, et encore plus si l'on inclut les lignes de  
8 North Bay à Toronto (313 km) et à Ottawa (426 km). C'est le plus  
9 grand « timbre-poste » du système de TransCanada.

10  
11 Il convient de souligner que la zone de l'Est a été créée en 1973 par  
12 décision de l'Office national de l'énergie qui a rejeté la demande de  
13 TransCanada de conserver les zones du Centre et de l'Est, et la  
14 demande d'Union Gas de créer une zone du Sud-Ouest (Ontario). À  
15 ce moment-là, la zone de l'Est comprenait 70 % des livraisons  
16 canadiennes de TransCanada Pipelines sur une base « timbre-  
17 poste ». En 1999, ce chiffre s'est élevé à 82,1 %<sup>17</sup>. L'Office a  
18 conclu, en 1973, que les nouvelles caractéristiques de la zone de  
19 l'Est « *seront fidèles aux caractéristiques géographiques et*  
20 *économiques du secteur desservi* » (traduction libre).

21  
22 La zone de l'Est a effectivement été élargie vers l'est, au delà de  
23 Montréal à la ville de Québec en 1983, par l'inclusion dans le coût  
24 de service de TransCanada Pipelines du coût d'une nouvelle  
25 canalisation de 342 km, propriété autonome de Trans-Québec-  
26 Maritimes (TQM)<sup>19</sup>.

27  
28 L'étendue de la zone de l'Est a été examinée dans le cadre de bon  
29 nombre d'audiences<sup>20</sup>. Elle a été l'objet d'une étude minutieuse, et a  
30 été plus particulièrement attaquée en 1986-1987, au moment d'une

1 audience exhaustive concernant les tarifs de TransCanada Pipelines.  
2 L'attaque visait le traitement – pour les besoins des tarifs de  
3 TransCanada – du coût de service de TQM à titre de « Transport par  
4 les tiers » par lequel les tarifs font partie intégrante des tarifs payés  
5 par les clients de TransCanada.

6  
7 L'argument principal contre ce traitement de « Transport par les  
8 tiers » pour l'établissement des tarifs de TQM était qu'il constituait  
9 un interfinancement par tous les utilisateurs du système au bénéfice  
10 des clients du Québec. L'association pétrolière du Canada a soutenu  
11 que les clients du Québec, bien qu'ils utilisent toute la capacité de  
12 TQM, ne paient que 20 % du coût de ce pipeline. APC, avec l'aide  
13 d'autres intervenants, ont argumenté que c'était injuste et que les  
14 tarifs devraient être conçus sur la base du principe de « l'utilisateur-  
15 payeur ».

16  
17 L'ONE a cependant décidé d'inclure les coûts de TQM dans les  
18 revenus de TransCanada Pipelines aux fins de l'allocation des coûts  
19 et de la conception des tarifs, et de ne pas modifier la zone de l'Est.  
20 Son sage raisonnement, résumé plus pas, est éducatif :

- 21  
22 1. Il faudrait éviter l'interfinancement, mais il est inévitable  
23 dans une tarification intégrée.
- 24 2. Éliminer l'interfinancement pourrait être souhaitable, mais il  
25 faut peser le pour et le contre en le mesurant avec d'autres  
26 principes, tels que la justice et l'équité.
- 27 3. Fournir des signaux du marché exacts est aussi souhaitable.  
28 Selon la théorie économique, les signaux de marché exacts  
29 sont fournis en établissant des prix équivalent au coût  
30 marginal. Cependant, la plupart des coûts de TQM

1 (effectivement, les coûts de n'importe quel pipeline) sont des  
2 coûts irrécupérables. L'organisme de réglementation doit  
3 donc faire face à une répartition des coûts irrécupérables qui  
4 est juste et équitable.

- 5 4. La proposition voulant que les coûts de TQM ne soient pas  
6 traités comme « Transport par les tiers », alors qu'un tel  
7 traitement continuerait d'être accordé aux coûts d'un  
8 pipeline américain – *Great Lakes Gas Transmission*  
9 *Company*, et un autre pipeline canadien, Union Gas – ne  
10 donnait pas lieu à des tarifs justes et raisonnables, tel que  
11 requis par la loi de l'ONE.

12  
13 Pour conclure, l'Office est conscient que « *les dimensions de la zone*  
14 *de l'Est sont établies selon les décisions économiques, politiques et*  
15 *d'investissement antérieures prises pour atteindre les objectifs qui, à*  
16 *ce moment-là, étaient pour le bien général du pays* »<sup>24</sup> (traduction  
17 libre). L'Office a donc décidé qu'il serait juste et raisonnable, et pour  
18 le bien général, de fixer la tarification de la zone de l'Est selon la  
19 répartition des coûts, principalement les coûts moyens, divisés  
20 également entre tous les utilisateurs de cette zone de l'Est.

### 21 22 23 **Comment les tarifs à l'exportation de TransCanada sont-ils** 24 **conçus ?**

25  
26 Les tarifs applicables aux exportations de TransCanada Pipelines  
27 sont conçus sur une base point à point, ce qui veut dire qu'un taux  
28 spécifique est calculé de chaque point de réception à chaque point de  
29 livraison d'exportation, d'Empress, Alberta – par exemple – à  
30 Sabrevois, Québec.

1

2

Ce mode de calcul des tarifs à l'exportation, tout comme le « zonage » des tarifs intérieurs, a été utilisé depuis la mise en vigueur des exportations, il y a environ 40 ans. La dernière fois qu'il a fait l'objet d'une étude a été au cours d'une audience publique en 1988-1989.<sup>25</sup>

7

8

Au cours de cette audience, TransCanada a soutenu qu'il voyait chaque point d'exportation comme une zone séparée et distincte, parce que chaque point d'exportation dessert un marché ou un secteur de marché américain particulier, et que chacun de ces marchés est différent du marché canadien adjacent.

10

11

12

13

14

Dans sa décision<sup>26</sup>, l'Office a conclu que la méthodologie point à point actuelle pour les exportations était toujours appropriée. Elle a souligné que la méthodologie de péréquation allouait le coût des services entre le transit export et intérieur aussi bien qu'entre les zones de tarification intérieures sur une base point à point. (Je dois ajouter que le calcul point à point pour la tarification de zones intérieures est basée sur le centre géographique de la zone tarifaire, c'est-à-dire le point à l'intérieur de la zone tarifaire qui représente la moyenne pondérée de toutes les livraisons dans cette zone.)

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

L'opinion dissidente<sup>27</sup> de A.D. Hunt au sujet de cette décision est intéressante sous deux aspects :

25

26

27

Premièrement, elle attaque la procédure de tarification des zones parce qu'elle entraîne un interfinancement et exige qu'on examine si le système de zonage doit être remplacé par un tarif séparé de point à point, entre tous les points de réception et de livraison de

28

29

30

1 TransCanada. Ce qui est important de souligner ici, c'est que cette  
2 proposition, même si elle a été formulée par un membre de l'Office  
3 respecté et expérimenté, n'a suscité – en aucun temps – aucune  
4 réponse de l'Office, des membres du système pipelinier ou des  
5 intéressés depuis 11 ans, moment où la question a été soulevée par  
6 M. Hunt. Cela suggère donc que l'Office, TransCanada et les  
7 membres intéressés ont tendance à voir les tarifs de zones de type  
8 timbre-poste comme « principe juridique établi ».

9  
10 Deuxièmement, le membre dissident a remarqué que, si tous les  
11 tarifs d'exportation étaient convertis aux taux correspondants des  
12 zones intérieures, cela « *...pourrait influencer les décisions*  
13 *concernant les projets d'exportation* » (traduction libre). Bien  
14 entendu, plus le gaz est expédié loin à l'Est de TransCanada  
15 Pipelines, plus le tarif point à point de l'exportation augmente. Par le  
16 fait même, les tarifs d'exportation à Sabrevois, au Québec, sont donc  
17 plus élevés que ceux de Niagara Falls, en Ontario. Si les tarifs  
18 d'exportation étaient les mêmes que ceux des zones intérieures aux  
19 deux points, le transport sur une distance de plus 400 km serait donc  
20 « gratuit ». Je crois que l'analyse de M. Hunt à ce sujet est exacte et  
21 qu'il a su cerner l'inquiétude de l'Office à décider de ne pas adopter  
22 les tarifs des zones intérieures pour l'exportation, même si cette  
23 inquiétude n'était pas partagée par la majorité des membres.

24  
25 **Les tarifs à l'exportation de TransCanada Pipelines ne sont-ils**  
26 **pas à l'opposé de ce que vous décrivez comme traitement « *de***  
27 ***facto* » timbre-poste par zones pour les livraisons intérieures?**

28  
29 Je suis d'accord que le traitement point à point des livraisons  
30 d'exportation est à l'opposé du traitement timbre-poste par zones de

1 livraisons intérieures. Toutes les conceptions tarifaires sont des  
2 compromis. Tel que l'a suggéré M. Hunt, s'il y avait eu compromis  
3 par l'adoption de la tarification des zones pour l'exportation, les  
4 conséquences sur la conception des projets d'exportation auraient été  
5 imprévisibles. Par conséquent, lorsque la question a été soulevée au  
6 cours des audiences de 1988-1989, TransCanada a recommandé de  
7 conserver les tarifs d'exportation point à point, et l'Office a accepté.  
8 Les méthodologies de tarification ont donc conservé le même  
9 contraste. L'Office a cependant quand même réussi à prendre la  
10 décision nécessaire pour que les deux conceptions assurent un  
11 traitement tarifaire juste et raisonnable. Je crois que cela souligne le  
12 fait que l'Office conserve la liberté d'accepter différentes  
13 conceptions qui peuvent s'adapter à différentes circonstances  
14 pratiques.

#### 15 16 **Maritimes and Northeast Pipelines Project (« M&NPP »)**

17  
18 Le gazoduc s'étend sur 558 km, de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, à  
19 la frontière Canada-État-Unis à St. Stephen, au Nouveau-  
20 Brunswick. La réception et la livraison du gaz se sont amorcées au  
21 début de l'an 2000. La construction de pipelines latéraux est déjà  
22 amorcée, ou est en cours, pour atteindre Cape Breton, Halifax et St.  
23 John.

24  
25 Le Comité public conjoint de révision qui a étudié le Projet  
26 énergétique Sable Gas (« SOEP »), dont M&NP fait partie,  
27 recommande à l'ONE d'approuver les recommandations de la  
28 *« proposition conjointe sur la tarification et pipelines latéraux »*  
29 (traduction libre). Cette position conjointe reflète une entente entre  
30 M&NP, les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-

1 Brunswick, et SOEP. Essentiellement, elle confirme que les parties  
2 s'entendent sur la structure tarifaire timbre-poste demandée par  
3 M&NP. En principe, le même tarif s'applique donc à tous les points  
4 de livraison, peu importe leur distance du point unique de réception  
5 de gaz de Goldboro à partir des champs gaziers marins SOEP. Ce  
6 même tarif timbre-poste s'applique aussi aux livraisons à partir de  
7 tous les pipelines latéraux, peu importe leur longueur. D'un autre  
8 côté, on prévoit certains rabais pour certaines périodes de temps; ces  
9 rabais seront plus intéressants et pour une période de temps plus  
10 longue pour les points de livraison de la Nouvelle-Écosse que pour  
11 ceux du Nouveau-Brunswick. Ces rabais comportent des coûts qui  
12 seront intégrés à la dépréciation de M&NP.

13  
14 L'ONE se conforme à cette recommandation en demandant à  
15 M&NPP « de déposer des droits conçus à l'aide de cette méthode et  
16 d'incorporer les dispositions concernant la conception des droits et  
17 les latéraux qui figurent dans la « Position conjointe sur la  
18 conception des droits et les latéraux. » (traduction libre).<sup>29</sup>

19  
20 La nature intégrée du projet de pipeline dans son ensemble est la  
21 principale raison pour laquelle les entreprises pipelinières proposent  
22 le tarif timbre-poste, les parties de l'accord conjoint l'acceptent, le  
23 Comité conjoint de révision le recommande et l'ONE, l'approuve.  
24 Sans la construction et l'exploitation de la ligne complète, y compris  
25 la capacité réservée à l'exportation (initialement environ 50 %), il  
26 serait impossible de fournir du gaz à quelque point de livraison que  
27 ce soit au Canada, peu importe la proximité de ce point du point de  
28 réception du gaz en provenance du large des côtes.

29  
30

1 **Alliance Pipeline Limited (« Alliance »)**

2

3 L'Alliance Pipeline implique la construction de 771 km de  
4 pipelines latéraux et 1 565 km de lignes principales au Canada,  
5 s'étendant du Nord-Est de la Colombie-Britannique à la frontière  
6 internationale, près de Elmore, en Saskatchewan, et de là, sous la  
7 juridiction des États-Unis, un autre 1 430 km de lignes principales  
8 qui continue jusqu'à un point près de Chicago, en Illinois, pour une  
9 distance totale de lignes principales de 2 995 km<sup>30</sup>.

10

11 Le pipeline, qui devrait être en service le 1<sup>er</sup> octobre 2000, est muni  
12 de 44 points de réception au Canada, et un seul point de livraison  
13 aux États-Unis, soit à Joliet, près de Chicago. Un léger supplément  
14 est relié au transport de gaz par pipeline latéral en Colombie-  
15 Britannique, entre Aitken Creek et Taylor, une distance d'environ  
16 75 km. À part ce supplément, il n'y a qu'un tarif (timbre-poste) pour  
17 le service provenant de n'importe quel point de réception jusqu'à  
18 Joliet.

19

20 À titre de preuve aux audiences de l'ONE, Alliance a soutenu qu'un  
21 tarif timbre-poste unique faisait partie d'un tout associé au service de  
22 transport, qui répondait aux besoins des expéditeurs, des  
23 propriétaires et des bailleurs associés au projet.

24

25 L'Office a examiné le fait que la méthodologie de tarification  
26 devrait correspondre au principe d'origine des coûts. Elle a trouvé  
27 que le tarif timbre-poste, décrit brièvement plus haut, reflète le  
28 mieux ce principe tarifaire et devrait correspondre au coût du  
29 service fourni. En tenant compte du fait que les tarifs ont été  
30 négociés entre Alliance et ses transporteurs, et qu'aucun

1           transporteur ne s'est objecté à la méthodologie proposée, l'Office en  
2           a conclu que les tarifs qui en ont découlé sont justes et raisonnables,  
3           sans discrimination injustifiée. Le point de vue de l'Office en  
4           matière de transit, de tarifs et taux n'est exprimé que très  
5           brièvement (une page sur les 123 pages des « Motifs de décision » et  
6           des documents annexés)<sup>31</sup>. La raison d'un document si peu élaboré  
7           est qu'Alliance a présenté un tarif négocié et a souligné que cette  
8           preuve démontrait la satisfaction des transporteurs vis-à-vis la  
9           proposition; dans un tel cas, l'Office n'a pas l'habitude de  
10          commenter. L'Office opte plutôt de conclure – action requise par la  
11          loi – que la méthodologie doit engendrer un tarif juste et raisonnable  
12          sans discrimination injustifiée.

13  
14          Je suis persuadé qu'Alliance a proposé et négocié et que l'Office a  
15          accepté un seul tarif (timbre-poste) pour tous les services, à  
16          l'exception du tarif entre Taylor et Aitken Creek, pour des raisons  
17          philosophiques puisqu'il s'agit, comme dans le cas de M&NP, d'un  
18          projet intégré qui n'aurait pas été réalisé sans la construction du  
19          projet en entier.

20  
21          Selon moi, c'est une raison valable pour le choix du tarif timbre-  
22          poste. Ce tarif reconnaît, qu'effectivement, tous les coûts  
23          d'investissement du système ont dû être engagés afin de pourvoir au  
24          service n'importe où dans le système. Vus sous cet angle, la  
25          répartition des coûts et leurs résultats, en terme de conception  
26          tarifaire par rapport aux distances, ne suscitent aucune question. Le  
27          transporteur de courte distance n'interfinance pas celui de longue  
28          distance. Les transporteurs de longue distance aussi bien que ceux  
29          de courte distance, ne pourraient obtenir les services sans l'existence

1 du système complet. Exiger le prix du système au complet, divisé  
2 également entre tous les transporteurs, est donc justifié.

3  
4 **NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »)**

5  
6 Le système de collecte et de transport de gaz de NGTL est très  
7 étendu, couvrant pratiquement tout l'Alberta, s'étendant sur un  
8 secteur d'environ 1 000 km en direction nord-sud par environ 600  
9 km en direction est-ouest. Il contient une grande variété de formats  
10 de pipelines (la contrepartie des tensions variables des lignes de  
11 transport électriques) à partir de lignes au diamètre relativement  
12 petit se raccordant aux installations de traitement de gaz, allant  
13 jusqu'aux pipelines principaux de très grand diamètre, formant un  
14 réseau qui traverse la province et ses frontières.

15  
16 Le NGTL est réglementé par le gouvernement. Au moment de la  
17 fondation de l'entreprise en 1954, sa réglementation était  
18 directement appliquée par le gouvernement provincial, sous le  
19 régime de la loi qui avait créé NGTL. À partir de 1978, le  
20 gouvernement a reçu les recommandations de la Commission des  
21 entreprises de service public et les a appliquées. À la fin des années  
22 1980, les réglementations étaient appliquées par la Commission des  
23 entreprises de service public et son organisme remplaçant, l'*Energy*  
24 *and Utilities Board*.

25  
26 Pour mieux vous faire comprendre les changements dans la  
27 conception tarifaire, les activités de NGTL comprennent deux  
28 éléments : « intra-Alberta », c'est-à-dire la réception de gaz et sa  
29 livraison aux divers points dans les limites de la province  
30 (entreprises de distribution locale, utilisateurs industriels) et

1 « l'exportation », c'est-à-dire la réception de gaz et sa livraison à des  
2 distances plus éloignées de pipelines de raccordement (dont  
3 TransCanada est le principal) aux frontières avec la Colombie-  
4 Britannique et Saskatchewan.

5  
6 L'approche historique de la conception tarifaire de NGTL offre  
7 plusieurs caractéristiques intéressantes. En quelques mots, la  
8 conception a débuté par (a) la complexité de coûts de service  
9 spécifiques attribués aux expéditeurs individuels, pour (b) se rendre  
10 aux tarifs timbre-poste, puis (c) à la conception tarifaire mise sur  
11 pied en avril 2000, conception qui offre un grand nombre de tarifs  
12 de réception et de livraison<sup>32</sup>. Pour résumer, l'élaboration s'est  
13 effectuée comme suit :

- 14  
15 1. Du moment où le système NGTL a été conçu (1954) jusqu'à  
16 1980, la conception tarifaire a été basée sur la « méthode  
17 d'installations spécifiques ». Ces unités d'installations  
18 spécifiques étaient dédiées aux expéditeurs individuels, en  
19 vertu d'un accord de coût de service qui procure le  
20 recouvrement des coûts correspondants de propriété et  
21 d'exploitation. À mesure que le nombre de clients et le  
22 champ d'activités augmente, l'allocation de sections des  
23 installations complètes aux clients spécifiques est devenue  
24 un processus arbitraire et complexe.
- 25 2. Selon la recommandation de la Commission des entreprises  
26 de service public en 1978, celle de 1980 concernant les  
27 services d'exportation, et celle de 1986 concernant le service  
28 intra-Alberta, le tarif au coût moyen de NGTL a été établi  
29 sur une base de tarification unique et recouvrée par le tarif  
30 timbre-poste. Au départ, le tarif était un taux applicable à la

1                    marchandise (coût par volume de gaz transporté) mais elle a  
2                    été modifié en 1986 en considération du service  
3                    d'exportation en un tarif timbre-poste demande/marchandise  
4                    à deux parties. Avec le système de deux parties, les coûts  
5                    fixes de NGTL ont été recouverts par des tarifs applicables  
6                    aux volumes prévus au contrat, et les coûts variables ont été  
7                    recouverts par un tarif sur la marchandise.

8                    3. À partir de 1989, le timbre-poste demande/marchandise a  
9                    aussi été appliqué au service intra-Alberta. Cependant, ce  
10                    tarif timbre-poste était effectivement environ la moitié du  
11                    tarif appliqué au service d'exportation. Cela correspond au  
12                    fait que la distance moyenne parcourue par le gaz à être livré  
13                    dans les limites de la province est environ la moitié de celle  
14                    parcourue pour la livraison d'exportation.

15                    4. La conception du tarif timbre-poste à l'échelle de la province  
16                    a été en vigueur pendant onze ans. Sa pertinence a été  
17                    examinée minutieusement par l'*Energy and Utilities Board*  
18                    (EUB) en 1995<sup>33</sup>. Le tarif timbre-poste n'a été remis en  
19                    question que par l'un des centaines d'expéditeurs sur NGTL.  
20                    L'EUB a donc décidé d'accepter la continuation du tarif  
21                    timbre-poste. Lors de sa décision, l'EUB a rappelé les  
22                    raisons pour lesquelles, en 1978, la Commission des  
23                    entreprises de service public a trouvé que la méthode timbre-  
24                    poste était l'option la plus acceptable, et l'a recommandé<sup>34</sup>.

25                    Ces raisons étaient :

26                    Le système pipelinier (NGTL) était entièrement intégré;

27                    La méthode timbre-poste était simple à administrer et facile  
28                    à comprendre;

29                    La méthode évitait un zonage arbitraire;

1 Elle facilitait les échanges de gaz et tenait compte des  
2 économies d'échelles;  
3 Elle encouragerait le développement du gaz dans tous les  
4 secteurs de la province (d'Alberta) et permettrait aux  
5 acheteurs d'être en concurrence pour l'achat de gaz dans  
6 tous les secteurs de la province;  
7 Elle éliminerait les différences entre les producteurs,  
8 permettant ainsi aux associations (il y en avait deux à ce  
9 moment-là) de producteurs de les représenter plus  
10 efficacement.

11

12 Dans sa décision de 1995, l'EUB déclarait que, à l'exception de  
13 la dernière raison ( qu'elle croyait être de valeur discutable  
14 comme objectif de conception tarifaire), les tarifs de type  
15 timbre-poste de NGTL continuent d'atteindre les objectifs fixés  
16 par la Commission des entreprises de service public et de  
17 posséder les caractéristiques que la Commission des entreprises  
18 de service public leur attribuait.

19

20 En 1995, l'EUB a dû répondre aux critiques affirmant que les  
21 tarifs de type timbre-poste étaient inéquitables. Elle a considéré  
22 que les tarifs sont « ... *cohérents avec la nature et la valeur des*  
23 *services offerts par NGTL et justes compte tenu de ces*  
24 *circonstances. Cette approche est également raisonnable*  
25 *compte tenu de la complexité des programmes de livraison sur*  
26 *le système de NGTL et de la difficulté d'allouer les coûts à un*  
27 *flux spécifique de gaz.»*

28

29 L'EUB est conscient, qu'avec la méthodologie timbre-poste, des  
30 concessions en termes d'allocation des coûts ont dans

1 l'ensemble été effectuées. Elle a pris en considération que  
2 *«certaines considérations d'équité et difficulté économique ont*  
3 *été sacrifiées au profit de la simplicité et d'autres avantages.»*  
4 La valeur de ces avantages, a déclaré l'EUB, a été reflétée par  
5 l'acceptation d'emblée du timbre-poste par les participants de  
6 l'audience 1995<sup>35</sup>. (traduction libre)

7  
8 En avril 2000, la conception de la tarification timbre-poste a été  
9 remplacée par les Taux spécifiques au point de réception. Cela  
10 signifie qu'il y a un taux particulier pour le gaz provenant de  
11 chacun des centaines de points de réception de NGTL. La  
12 conception du tarif est telle que, en moyenne, les frais de  
13 livraisons dans les limites de l'Alberta sont d'environ la moitié  
14 des frais de livraison d'exportation. Ce ratio a été maintenu pour  
15 les raisons décrites à l'article 3 ci-haut. L'EUB a approuvé cette  
16 conception tarifaire parce qu'elle *« répond le mieux aux*  
17 *principes tarifaires, et qu'elle est dans l'intérêt public »*  
18 (traduction libre). Cependant, il est très important de noter que  
19 ce sont des circonstances bien inhabituelles qui ont occasionné  
20 l'audience de 1999 menant à cette décision<sup>36</sup>. Voici donc les  
21 circonstances en question :

22  
23 Bon nombre de sociétés pétrolières et gazières (*Northstar, Pan*  
24 *Canadian Petroleum* – les seules opposées à la tarification  
25 timbre-poste au cours de l'audience de l'EUB en 1995) et un  
26 pipeline intra-Alberta (*ATCO Pipelines*) ont soumis, ou proposé  
27 de soumettre, des demandes à l'ONE qui recherchait  
28 l'approbation des organismes de réglementation pour construire  
29 des gazoducs inter-provinciaux relativement courts qui  
30 « contourneraient » le système pipelinier de NGTL. Ces

1 nouveaux pipelines extrairaient leurs produits des champs de  
2 gaz situés plus près des principaux points d'exportation de la  
3 province que celui du « champ de gaz moyen de l'Alberta »; ils  
4 franchiraient les frontières provinciales, étant alors sous la  
5 juridiction fédérale, et ils se raccorderaient aux principaux  
6 systèmes pipeliniers internationaux et inter-provinciaux. Ils  
7 pourraient alors être construits et exploités plus  
8 économiquement que par le biais de tarification timbre-poste  
9 d'exportation de NGTL. Évidemment, l'effet serait de priver  
10 NGTL de volume, et d'augmenter les coûts pour tous les  
11 expéditeurs qui continuent d'utiliser ce système.

12  
13 Tout d'abord, NGTL a négocié des taux moins élevés pour les  
14 chargements sur son système par Pan Canadian Petroleum, puis  
15 Northstar (connus sous le nom de *Load Retention Services* et  
16 désignés comme LRS<sup>37</sup> et LRS-2<sup>38</sup>, respectivement); ils ont  
17 ensuite abandonné leur projet de pipeline inter-provincial.  
18 Cependant, à mesure que les producteurs de gaz effectuaient de  
19 plus en plus de demandes, auprès de l'ONE, parce qu'ils  
20 désiraient les mêmes avantages, NGTL n'a pu résister à la  
21 pression de changer le tarif timbre-poste au profit des tarifs plus  
22 reliés à la distance du parcours. Après une longue série de  
23 consultations avec les intervenants, NGTL a fait la demande  
24 pour une nouvelle conception tarifaire. Elle a soumis à l'EUB,  
25 qu'il fallait modifier les propositions de contournement en  
26 vigueur depuis l'audience de 1995, qui appuyaient le tarif  
27 timbre-poste. Elle a aussi soumis que, dans la nouvelle réalité du  
28 marché concurrentiel de pipelines, elle devrait posséder les  
29 outils nécessaires pour lutter contre les concurrents des  
30 nouveaux pipelines<sup>39</sup>.

1  
2 Le nouveau tarif fournit ces outils en générant des tarifs pour les  
3 exportations de gaz à « courtes distances », taux qui seront  
4 suffisamment bas pour rivaliser avec succès avec ce qui était  
5 décrit comme « *le contournement inefficace du système de*  
6 *NGTL* »<sup>40</sup> (traduction libre). Le nouveau tarif a été fondé sur le  
7 résultat de deux ans et demi de consultations avec les  
8 intervenants, qui s'inquiétaient des répercussions potentielles du  
9 contournement sur les tarifs de NGTL dans un contexte de  
10 tarification de type timbre-poste.

11  
12 Voilà donc maintenant le sommaire de l'histoire de  
13 l'effondrement de la conception détaillée du tarif timbre-poste  
14 de NGTL, essentiellement occasionnée par un transporteur (Pan  
15 Canadian Petroleum) qui était en mesure de construire un  
16 pipeline de contournement concurrentiel pour générer un coût  
17 moyen de chargement par unité bien au-dessous de celui du taux  
18 timbre-poste d'exportation de NGTL.

19  
20 **L'Office national de l'énergie croit-elle que l'origine des**  
21 **coûts doit compter en matière de conception tarifaire?**

22  
23 En vertu de la loi de l'ONE, tous les tarifs doivent être « justes  
24 et raisonnables »<sup>41</sup>. L'Office croit que l'origine des coûts est  
25 l'une des méthodes qui fournit une tarification juste et  
26 raisonnable. Cependant, l'Office note que : « *dans un réseau*  
27 *intégré aussi complexe que celui de TransCanada, il n'est pas*  
28 *toujours pratique de déterminer les coûts précis engendrés par la*  
29 *prestation d'un service particulier. L'approche fondée sur la*  
30 *causalité des coûts doit donc être modifiée.* »<sup>42</sup>. L'Office

1 poursuit en disant qu'une telle modification consiste en  
2 l'utilisation de zones tarifaires pour traiter les points multiples  
3 de livraison dans les limites d'une région géographique. Nous  
4 avons déjà remarqué les cas d'Alliance Pipeline et Maritimes  
5 and Northeast Pipeline où il y a, en effet, qu'une seule zone  
6 tarifaire pour chacun («timbre-poste»).

7  
8 **Quelle a été la position du Gouvernement du Québec et des**  
9 **sociétés québécoises relative à la zone de l'Est de**  
10 **TransCanada Pipelines et à l'inclusion des coûts de Trans-**  
11 **Québec-Maritimes comme « Transport par les tiers » pour**  
12 **TransCanada?**

13  
14 Le Gouvernement du Québec et les sociétés québécoises ont  
15 constamment appuyé la zone de l'Est, avec sa tarification  
16 timbre-poste *de facto*, et l'inclusion du coût de service Trans-  
17 Québec-Maritimes comme « Transport par les tiers » pour  
18 TransCanada. À titre d'exemple :

- 19 1. Québec, Gaz du Québec et Gaz Métropolitain Inc.  
20 (« GMI ») en ce qui concerne l'audience RH-1-72, ont  
21 tous argumenté énergiquement, et finalement en gain de  
22 cause, en faveur de combiner la zone Centrale et la zone  
23 de l'Est de TransCanada Pipelines (qui existaient à ce  
24 moment-là), à l'avantage des clients québécois. Québec a  
25 : « ...insisté que les tarifs à être établis, résulteraient en  
26 un accès élargi et plus économique au gaz naturel pour le  
27 Québec et aurait pour effet de contribuer au  
28 développement économique du Québec. »<sup>43</sup>  
29 2. TQM, GMI, la Société québécoise d'Initiatives  
30 Pétrolières (SOQUIP) et le Procureur général du Québec

1 («Québec») se sont opposés à ceux qui, dans l'audience  
2 RH-3-86, désiraient obtenir les coûts de services de  
3 TQM facturés séparément à ces utilisateurs. Ces trois  
4 intervenants ont déposé une preuve démontrant les  
5 répercussions nocives qu'un tel traitement entraînerait  
6 sur le marché du gaz québécois. Je terminerai donc par  
7 dire, qu'en principe, Québec appuie le concept de  
8 « Transport par les tiers » en ce qui a trait à TransCanada  
9 et à l'application de ce principe dans le cas de TQM.

10 3. TQM, GMi et Québec ont appuyé l'intégration des coûts  
11 de TransCanada Pipelines dans le cas de GH-5-89, déjà  
12 mentionné. Québec a été véhément, argumentant que le  
13 principe de « l'utilisateur-payeur » (comparée à celle du  
14 coût moyen) « constituerait une entrave importante tant  
15 au développement des marchés gaziers qu'à la mise en  
16 valeur du gaz naturel. »<sup>44</sup> (traduction libre)

17 4. TQM, GMi et Québec ont appuyé le traitement du coût  
18 moyen lorsqu'il a été question de l'agrandissement des  
19 installations de TQM, connues sous le nom  
20 d'« Expansion PNGTS », comprenant un nouveau  
21 pipeline de Lachenaie à East Hereford, Québec, mesurant  
22 quelques 213 km, à un coût d'environ 273 millions de  
23 dollars, dont la plus grande partie servirait aux marchés  
24 d'exportation.<sup>45</sup>

25  
26 **Est-ce que vous pouvez tirer des conclusions de votre étude en**  
27 **matière de tarification du transport de gaz canadien qui**  
28 **pourraient aider la Régie à trancher la question à laquelle elle**  
29 **fait face?**  
30

1 Oui, je le peux. Essentiellement, je conclus que certaines questions  
2 importantes auxquelles la Régie doit faire face, questions relatives à  
3 la division d'Hydro-Québec, TransÉnergie, ont été tranchées par  
4 d'autres tribunaux canadiens en ce qui a trait aux réglementations  
5 des systèmes de transport par pipeline. Donc :

- 6  
7 1. Les pipelines de gaz ont toujours été intégrés. « Système  
8 intégré », « intégral » et « l'intégrité du système intégré » sont  
9 des mots courants dans les sections pertinentes des « Motifs  
10 de décision » de l'ONE.
- 11 2. Surtout à cause des conclusions énumérées au point 1,  
12 l'Office national de l'énergie a constamment refusé de  
13 diviser les bases de tarification des pipelines ou d'adopter  
14 n'importe quel genre de tarifs différentiels. Elle a plutôt  
15 constamment intégré tous les coûts à une base de tarification  
16 commune.
- 17 3. Dans le même ordre d'idée, l'Office s'est opposée à toute  
18 tentative de traiter le service d'exportation de façon  
19 fondamentalement différente des services intérieurs, en ce  
20 qui a trait à la conception tarifaire ou la répartition des coûts.
- 21 4. L'ONE a été déterminé à maintenir l'intégrité de la zone de  
22 l'Est de TransCanada Pipelines, de laquelle TQM est une  
23 rallonge, avec son tarif timbre-poste *de facto* à la grande  
24 échelle.
- 25 5. L'Office se doit d'observer les normes « justes et  
26 raisonnables » en tarification. Dans ce but, elle porte  
27 beaucoup d'importance à l'origine des coûts à titre de  
28 méthode d'établissement tarifaire juste et raisonnable. En  
29 même temps, elle s'est sentie capable d'interpréter l'origine  
30 des coûts – méthode flexible – ce qui a mené à de multiples

- 1 méthodes tarifaires acceptables, une tarification des zones et  
2 des tarifs timbre-poste décrits dans ce témoignage.
- 3 6. L'Office a reconnu et discuté ouvertement des questions  
4 d'interfinancement survenant dans certains aspects de la  
5 conception de la tarification de TransCanada Pipelines, et a  
6 constamment trouvé qu'elles l'emportent sur d'autres  
7 considérations, y compris celle du marché et l'aspect  
8 politique.
- 9 7. Dans ce dernier contexte, l'Office a clairement essayé de  
10 reconnaître que la conception tarifaire antérieure, les  
11 décisions en matière de péréquation et de zonage avaient  
12 formé le développement de l'industrie gazière dans les  
13 secteurs desservis par TransCanada, et n'a pas voulu  
14 interrompre ce développement ou y nuire.
- 15 8. Dans le cas de TransCanada Pipelines, sans exception depuis  
16 presque 30 ans, le Gouvernement du Québec appuie  
17 continuellement les concepts tels que celui de la base de  
18 tarification non divisée, l'intégration sur la base du coût  
19 moyen de tous les coûts additionnels à cette base de  
20 tarification, le tarif timbre-poste de la zone de l'Est et  
21 l'inclusion des coûts de TQM à ceux de TransCanada  
22 Pipelines, sous forme de « Transport par les tiers ».
- 23 9. La tarification timbre-poste de NGTL en Alberta, qui a  
24 remplacé la méthode des installations spécifiques, a été en  
25 vigueur pendant plus de dix ans et a été approuvée presque  
26 universellement. Elle a été récemment remplacée par la  
27 tarification reliée à la distance simplement parce que les  
28 pipelines de contournement pouvaient ébranler la méthode  
29 timbre-poste, une situation qui n'existe pas dans le transport  
30 de l'électricité du Québec.

1 10. La méthode du tarif timbre-poste a été proposée par les plus  
2 récentes entreprises de transport par pipeline du Canada :  
3 Maritimes and Northeast (en service en 1999) et Alliance  
4 (qui devrait entrer en service en octobre 2000). Dans chacun  
5 des deux cas, la proposition a été appuyée par les utilisateurs  
6 et acceptée par l'Office national de l'énergie.

7 11. En conclusion, je suggère respectueusement que si le système  
8 de transport TransÉnergie d'Hydro-Québec est pensé,  
9 planifié et exploité de façon intégrée, il serait totalement  
10 cohérent compte tenu des éléments importants de la  
11 conception tarifaire du transport du gaz canadien, éléments  
12 qui ont été énergiquement appuyés par les intérêts du  
13 Québec, qu'Hydro-Québec demande – et que la Régie  
14 approuve – une tarification de type timbre-poste. Une telle  
15 conception tarifaire a été approuvée par l'Office national de  
16 l'énergie, dont la loi comporte une grande flexibilité  
17 d'accepter d'autres conceptions. À cet égard, je remarque que  
18 la Loi sur la Régie de l'énergie exige que, lorsqu'elle fixe un  
19 tarif de transport d'électricité, elle doit « maintenir  
20 l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du  
21 réseau de transport d'électricité ». À titre d'ancien régisseur  
22 dans le domaine de l'énergie, cette exigence me semble  
23 astreindre la Régie beaucoup plus que les lois applicables aux  
24 tribunaux analogues et de dicter que la Régie accepte un  
25 certain type de tarif timbre-poste.

26  
27 Notes en fin d'ouvrage

28 <sup>1-</sup> À ce que je sache, la seule exception générique est l'article par TransCanada Pipelines,  
29 sous contrat, relative aux points de livraison à une pression supérieure à celle spécifié  
30 dans ses tarifs. Dans ces divers cas, TransCanada a établi les tarifs de manière à

1 récupérer les coûts différentiels engagés à chacun des points de livraison. Cette  
2 exigence a été d'abord stipulée par l'ONE dans « *Motifs de décision* », TransCanada  
3 Pipelines Limited, GH-2-87, juillet 1988, section 8.3 « Delivery Pressure Toll », pages  
4 73-80.

5 <sup>2-</sup> Les « Motifs de décision », Interprovincial Pipeline Company, GHW-5-90 et RH-3-90,  
6 février 1991, citent un bon exemple de circonstances où on a jugé certaines demandes  
7 d'installations inaptes à l'« usage commun », et dont les tarifs ont été établis sur une  
8 base particulière (*stand alone*).

9 <sup>3-</sup> Dans ce témoignage, j'utilise de façon interchangeable les termes « tarif »,  
10 « tarification » et « taux » ; ils signifient tous « le prix à facturer pour les services de  
11 transport par pipeline ».

12 <sup>4-</sup> L'Office national de l'énergie, « Motifs de décision », En matière de la requête sous la  
13 section IV de l'acte de l'ONE (Requête de hausse tarifaire – Phase II) par TransCanada  
14 Pipelines Ltd., RH-1-72, mai 1973.

15 <sup>5-</sup> RH-1-72 op. cit., pages 1 - 4.

16 <sup>6-</sup> RH-1-72 op. cit., pages 4 - 7

17 <sup>7-</sup> RH-1-72 op. cit., pages 4 - 6

18 <sup>8-</sup> L'Office national de l'énergie, « Motifs de décision », Interprovincial Pipe Line  
19 Company, GHW-5-90 et RH-3-90, février 1991. Notons qu'alors que certains produits  
20 de NGL sont des gaz, selon les définitions de la loi de l'ONE, ils sont traités comme  
21 « pétrole » pour les besoins de transport dans les installations réglementées de  
22 Interprovincial Pipe Line (« IPL »). De plus, IPL, un oléoduc, traite plusieurs types de  
23 pétrole brut et de produits pétroliers aussi bien que ceux de NGL. Il est donc possible  
24 (et nécessaire) de différencier ces matériaux et d'attribuer différents coûts de  
25 manutention. Il n'est pas nécessaire, ou même possible, d'effectuer une telle  
26 différenciation dans le cas du gaz naturel puisqu'il s'agit d'un produit énergétique  
27 homogène.

28 <sup>9-</sup> La définition de l'ONE de la méthode « de péréquation » (*roll-in*) : « Avec la méthode  
29 de péréquation, les coûts d'investissement et d'exploitation des nouvelles installations

- 1 sont ajoutés à ceux des installations existantes, et le coût total est ensuite réparti selon  
2 la formule volume–distance » (traduction libre).
- 3 (L’Office national de l’énergie, « Motifs de décision », TransCanada Pipelines, GH-5-89,  
4 novembre 1990, Volume 1- « Faisabilité tarifaire et économique »)
- 5 <sup>10-</sup> GH-5-89, op. cit., chapitre 2, section 2.1 - « Traitement tarifaire proposé » (traduction  
6 libre), pages 3-4.
- 7 <sup>11-</sup> Idem, section 2.1 – « Traitement tarifaire proposé »:
- 8 <sup>12-</sup> Idem, section 2.3 – « Points de vue de l’Office », pages 11-14
- 9 <sup>13-</sup> Idem, page 11, section 2.2.10 – « Valeur concrète, stabilité et simplicité administrative  
10 » (traduction libre)
- 11 <sup>14-</sup> L’Office national de l’énergie – « Motifs de décision », TransCanada Pipelines Ltd.,  
12 GH-2-87, juillet 1988.
- 13 <sup>15-</sup> Idem, pages 69-71, section 8.2 – « Méthodologies de péréquation examinées »  
14 (traduction libre)
- 15 <sup>16-</sup> Alors que « volume-distance » est la base du calcul, la tarification est maintenant  
16 exprimée en termes d’unités thermiques.
- 17 <sup>17-</sup> Communication de TransCanada Pipelines, le 3 juillet 2000.
- 18 <sup>18-</sup> RH-1-72, op. cit., page 6 - 4.
- 19 <sup>19-</sup> L’Office national de l’énergie, « Motifs de décision », Trans Québec & Maritimes Inc.,  
20 RH-4-82, juin 1983, pages 3 et 4.
- 21 <sup>20-</sup> Ces audiences comprennent : « Le rapport de l’ONE au ministre de l’Énergie, des  
22 Mines et des Ressources au sujet du gaz naturel dans le marché intérieur » (traduction  
23 libre), novembre 1981; RH-3-82 et RH-2-84.
- 24 <sup>21-</sup> L’Office national de l’énergie, « Motifs de décision », TransCanada Pipelines Ltd.,  
25 RH-3-86, mai 1987.
- 26 <sup>22-</sup> RH-3-86, pages 54-56.
- 27 <sup>23-</sup> Remarquez que le Procureur général du Québec cite favorablement les points  
28 énumérés dans les numéros 1 et 2 dans son argument de l’audience GH-5-89:  
29 consultez la Plaidoirie du Procureur général (M<sup>e</sup> Trudel), transcription, page 13008.
- 30 <sup>24-</sup> Idem, page 56, dernier paragraphe

- 1   <sup>25</sup>- L'Office national de l'énergie, « Motifs de décision », TransCanada Pipelines Ltd.,  
2    Tarification, RH-1-88, juin 1989, pages 45-48, section 8.3 – « Tarification du transport  
3    à l'exportation » (traduction libre) et pages 73-76, section 10.1- « L'opinion dissidente  
4    de A.D. Hunt ».
- 5   <sup>26</sup>- Idem, page 48.
- 6   <sup>27</sup>- Idem, pages 75-76.
- 7   <sup>28</sup>- Le « *Rapport du comité public conjoint de révision—Projets Sable Gas* », octobre  
8    1997, page 70, recommandation 70. La position conjointe est décrite dans l'Annexe V  
9    du Rapport du comité de révision, page 127.
- 10  <sup>29</sup>- L'Office national de l'énergie, « Motifs de décision », Projet de réserves pétrolières  
11  marines de Sable et projet de Maritimes & Northeast Pipeline, GH-6-96, décembre  
12  1997, page 14.
- 13  <sup>30</sup>- L'Office national de l'énergie, « Motifs de décision », Alliance Pipeline Ltd,  
14  « Installations et taux et tarifs » (traduction libre), GH-3-97, novembre 1998, page xiv,  
15  « Vue d'ensemble ».
- 16  <sup>31</sup>- Idem, section 6.1- « Transit, tarifs et taux » (traduction libre), Points de vue de  
17  l'Office, pages 82-83.
- 18  <sup>32</sup>- Ce sommaire, et le suivant, sont extraits de la section 1.1 « Arrière-plan et historique  
19  de la conception tarifaire de NGTL » (traduction libre) dans la décision 2000-6 de  
20  Energy and Utilities Board « NOVA Gas Transmission Ltd. 1999 Produits et  
21  tarification », publié en février 2000, pages 3-4.
- 22  <sup>33</sup>- Energy and Utilities Board, décision U96055, « NOVA Gas Transmission Limited,  
23  requête de hausse tarifaire, 2<sup>e</sup> étape, 1995 », publié en juin 1996.
- 24  <sup>34</sup>- Idem, section 2 - « Conception tarifaire, (a) Tarif timbre-poste contre la tarification  
25  selon la distance » (traduction libre), pages 36-42.
- 26  <sup>35</sup>- Idem, pages 37 paragraphe 2 et page 38, paragraphe 1.
- 27  <sup>36</sup>- Alberta Energy and Utilities Board, Nova Gas Transmission Limited, décision 2000-6  
28  « NOVA Gas Transmission Ltd. Produits et tarification, 1999 », février 2000.
- 29  <sup>37</sup>- LRS approuvé par la décision U97096 de l'EUB.

1 <sup>38</sup>- LRS-2 approuvé par la décision U99042 de l'EUB, dans laquelle l'EUB a soutenu que  
2 NGTL devrait étudier des options alternatives aux taux de rétention de la charge de  
3 manière exhaustive et significative avant de demander d'autres services de rétention.

4 <sup>39</sup>- Alberta Energy and Utilities Board, décision 2000-6, op. cit., section 1.2 - « La  
5 requête », page 5, et section 2.1- « Le processus de l'industrie » (traduction libre), page  
6 9.

7 <sup>40</sup>- Idem, page 9.

8 <sup>41</sup>- La loi de L'Office national de l'énergie Acte, s. 62.

9 <sup>42</sup>- L'Office national de l'énergie, GH-2-87, page 71

10 <sup>43</sup>- RH-1-72, pages 2 - 11.

11 <sup>44</sup>- GH-5-89, Plaidoirie du Procureur Général du Québec (M<sup>e</sup> Trudel), page 12996

12 <sup>45</sup>- L'Office national de l'énergie, « Motifs de décision », Trans Québec & Maritimes Inc.,  
13 Expansion PNGTS, GH-1-97, avril 1998, page 17, section 3.1 - « Installations  
14 spécifiques » et pages 34-38, « Question de tarification » (traduction libre)

15