



Témoignage de Philip Raphals

Pour le RNCREQ et UC

Dans le cadre du dossier R-3549-04 de la

Régie de l'énergie

22 décembre 2004

RNCREQ-1

UC-1

TABLE DES MATIÈRES

1	Qualifications.....	1
2	Mandat	2
3	Revenus requis.....	2
3.1	Le critère d'utilité par rapport aux ajouts à la base de tarification	2
3.2	Le traitement réglementaire de la transaction avec Cedar Rapids Transmission Company	6
3.2.1	<i>Statut réglementaire et la nature du prix de CRT</i>	<i>6</i>
3.2.2	<i>Le remplacement de l'ancienne ligne</i>	<i>7</i>
3.2.3	<i>La rentabilité de la transaction CRT pour HQTE.....</i>	<i>8</i>
3.2.4	<i>La réservation par TransÉnergie de 100% de la capacité CRT.....</i>	<i>9</i>
4	La planification du réseau.....	11
4.1	Mises à jour annuelles	11
4.2	L'augmentation des investissements prévus par rapport à ceux prévus en R-3401-98	12
4.2.1	<i>La preuve de HQTÉ.....</i>	<i>12</i>
4.2.2	<i>Ventilation par catégorie d'investissement.....</i>	<i>13</i>
4.2.3	<i>Les explications de HQTÉ.....</i>	<i>15</i>
4.3	Les informations requises.....	17
5	Conclusion.....	18

1 Qualifications

Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

Je m'appelle Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Veillez décrire le Centre Hélios.

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Veillez décrire votre expérience professionnelle.

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?

Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3410 (avis sur une quote-part pour la petite production hydroélectrique), R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec), R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec), R-3493-02 (tarifs de transport de court terme), R-3518-04 (option interruptible), R-3519-03 (coûts évités) et R-3525-04 (critère non monétaire de développement durable). J'ai également préparé un rapport d'expert dans le cadre des travaux de la Régie sur la demande du Ministre d'un avis relativement au projet Suroît (R-3526-04).

Avez-vous déjà témoigné sur la réglementation des réseaux de transport d'électricité ?

Oui. Dans le dossier R-3401-98, j'étais l'auteur principal, avec Peter Bradford et feu Ellis O. Disher, d'un rapport d'expert qui explorait en détail plusieurs aspects de la réglementation des

réseaux de transport. Ce rapport a été cité maintes fois dans la décision de la Régie. Sous plusieurs aspects, sa décision reflétait nos recommandations, dont celles concernant :

- les exigences d'un code de conduite,
- le traitement des actifs de télécommunications,
- la radiation de projets totalisant 654,7 M \$ de la base de tarification,
- la méthodologie pour estimer les revenus des ventes à court terme,
- la politique de rabais, et
- le besoin d'une codification des conditions de desserte de la charge locale.

J'ai également fourni une expertise concernant les tarifs de transport à court terme dans le cadre du dossier R-3493-02, dans lequel Hydro-Québec demandait la révision de la décision D-2002-95.

Finalement, il importe de mentionner que j'étais l'auteur principal d'un rapport détaillé produit cette année à l'intention de l'Organisation latino-américaine de l'énergie (OLADE) sur la restructuration des marchés énergétiques en Amérique du nord. Ce rapport abordait en détail l'évolution de la réglementation des réseaux de transport en Amérique du nord, notamment le régime de la FERC.

2 Mandat

Veillez décrire le mandat que vous ont donné le RNCREQ et UC.

Ces deux organismes m'ont demandé d'analyser et commenter le dossier soumis par le Transporteur, notamment à l'égard des revenus requis et de la planification du réseau.

3 Revenus requis

3.1 Le critère d'utilité par rapport aux ajouts à la base de tarification

Dans sa réponse à la question numéro 1.1 du RNCREQ/UC, Hydro-Québec-TransÉnergie (HQTÉ) appuie sa demande d'inclusion d'ajouts de la base de tarification sur une présomption de prudence :

De fait, il y a, dans la pratique réglementaire, une présomption à l'effet que les entités réglementées agissent de façon prudente et que leurs investissements sont prudents et utiles. Cette présomption joue tant que la négligence, l'erreur grossière, l'inefficacité, la fraude ou la mauvaise foi de l'entité réglementée n'ont pas été démontrées. L'entité réglementée sera considérée avoir agi prudemment si elle n'a pas caché à l'autorité réglementaire des faits pertinents au projet à être autorisé, si elle a procédé, de bonne foi et de façon diligente, à réaliser le projet tel qu'autorisé, si elle a pris tous les moyens raisonnables pour contrôler les coûts du projet autorisé et si elle a informé, en temps opportun, l'autorité réglementaire de tout changement significatif apporté au projet autorisé. (HQT-10, doc. 2, pp. 4-5)

Quoiqu'il ne cite aucune autorité à l'appui de ses affirmations, HQTÉ a raison d'affirmer qu'il peut exister une certaine présomption quant à la notion de prudence des projets explicitement autorisés. Cependant, le fardeau de preuve demeure sur les épaules du requérant. Qui plus est, le fait qu'un investissement soit prudent ne signifie pas pour autant qu'il soit utile. Dans son ouvrage sur la réglementation des services publics, Phillips affirme que des investissements prudents peuvent être récupérés dans les tarifs seulement lorsqu'ils sont « used and useful » :

Under traditional rate-making principles, public utilities are entitled to recover “prudent” investments when they become “used and useful.”¹ (nos soulignés)

Il note que dans certains cas, des ajouts ont été rejetés sur la base de l'utilité, même si les investissements ont été jugés prudents².

La pratique réglementaire et la jurisprudence confirment qu'il s'agit de deux tests distincts. Pour prendre juste un exemple, l'article 1315 du Title 66 des *Pennsylvania Consolidated Statutes* se lit comme suit :

§ 1315. Limitation on consideration of certain costs for electric utilities.

"Except for such nonrevenue producing, nonexpense reducing investments as may be reasonably shown to be necessary to improve environmental conditions at existing facilities or improve safety at existing facilities or as may be required to convert facilities to the utilization of coal, the cost of construction or expansion of a facility undertaken by a public utility producing, generating, transmitting, distributing or furnishing electricity shall not be made a part of the rate base nor otherwise included in the rates charged by the electric utility until such time as the facility is used and useful in service to the public. Except as stated in this section, no electric utility property shall be deemed used and useful until it is presently providing actual utility service to the customers.

¹ Charles F. Phillips, Jr., *The Regulation of Public Utilities*, 3^e édition (1993), p. 340.

² Ibid., p. 341.

Cette disposition a été portée à l'attention de la Cour suprême des États-Unis en 1989, qui, dans un arrêt rédigé par le Juge en chef Rehnquist, a affirmé sa constitutionnalité³.

Le *Public Service Board* du Vermont a élaboré une distinction entre les deux tests dans plusieurs ordonnances. Au dossier 5893 (1998), il a énoncé le principe de base comme suit :

The Company is only entitled to a return on plant that is actually serving ratepayers. This is a principle that is well founded in law and is the basis for the used and useful criteria elaborated upon by the Supreme Court in *Denver Union Stock Yard Co. v. United States* that we quote in relevant part here:

The utility is entitled to rates, not per se excessive and extortionate, sufficient to yield a reasonable rate of return upon the value of property used, at the time it is being used, to render the service. But it is not entitled to have included any property not used and useful for that purpose.¹

À l'égard du contrat d'achat d'électricité à long terme liant plusieurs services publics du Vermont à Hydro-Québec, le PSB a jugé qu'une partie importante des coûts était imprudente et, en plus, qu'une autre partie importante n'était pas utile selon le droit réglementaire de l'État.

First, it is well settled that costs that are imprudently incurred should not be charged to ratepayers, and costs that are not used and useful will be shared between ratepayers and shareholders.¹ Unless it is clear that ratepayers would be better served through payment of some portion of those costs, they will not be charged in rates. (Vermont Public Service Board, Docket 5983, Final Order, Feb. 27, 1998)

De la même façon, au dossier 5132 (1987), le PSB a conclu qu'une partie des coûts de la centrale nucléaire *Seabrook* était non prudente, et l'a rejeté. D'autres coûts reliés à ce même projet ont été jugés non utiles ; ces coûts ont été partagés à parts égales entre les consommateurs et les actionnaires.

³ *Duquesne Light Co. et al. c. Barasch et al.*, 488 U.S. 299; 109 S. Ct. 609; 102 L. Ed. 2d 646; 1989 U.S. LEXIS 313; 57 U.S.L.W. 4083; 98 P.U.R.4th 253, No. 87-1160, January 11, 1989.

⁴ *Denver Union Stock Yard Co. v. United States*, 304 U.S. 470, 475, 58 S.Ct. 990 (1938).

⁵ See, e.g., Docket 5132, Order of 5/15/87 (*Seabrook I*) (Imprudent costs will be disallowed, and costs that are not used and useful will be shared equally between utility investors and ratepayers); Dockets 5630/5631/5632, Order of 12/30/93; Dockets 5810/5811/5812, Order of 2/8/96 (disallowing costs that were imprudent and not used-and-useful).

Pour prendre un autre exemple, l'*Ontario Energy Board* a affirmé que le risque de non utilisation des actifs est porté par les actionnaires et non pas par les consommateurs captifs. Autrement dit, les tarifs de ces derniers ne doivent inclure que les coûts des actifs qui sont réellement utilisés.

The Board agrees with the Company's position that the business risk arising from underutilization of these assets falls on the Company's shareholder, not monopoly customers, since the onus is on the Company to demonstrate to the Board that the assets were prudently acquired and that they are used or useful⁶.

Certes, il existe de grands débats à l'égard de la façon précise d'appliquer le critère d'utilité, notamment à l'égard des installations qui sont utilisées, mais qui ont des coûts excessifs par rapport à d'autres alternatives⁷. Dans le présent cas, cependant, cet aspect n'est pas en jeu.

À ce sujet, rappelons le libellé de l'article 49 de la *Loi* :

Responsabilité de la Régie.

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

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

Soulignons que HQTÉ n'a présenté aucune preuve à l'effet que les actifs qu'il propose d'ajouter à sa base de tarification sont « utiles pour l'exploitation du réseau de transport ». Il insiste plutôt sur le simple fait que la valeur totale des actifs mis en exploitation n'excède pas le total des montants autorisés, ce qui « devrait permettre à la Régie de considérer prudemment acquises et utiles les additions apportées depuis la dernière cause tarifaire » (HQT-8, doc. 1, p. 19). Aucune jurisprudence ou doctrine n'est citée à l'appui de cet argument plutôt original.

Ailleurs dans sa preuve, HQTÉ fait état des cas où des actifs ne sont pas utilisés. Par exemple, le poste Boucherville 735-230 kV est dans un état de surcapacité parce que les charges prévues ne se

⁶ Ontario Energy Board, Decision with Reasons, EBRO 497, August 31, 1998, p. 72.

⁷ Ce débat concerne surtout les actifs de production d'électricité.

sont pas matérialisées (HQT-10, doc. 1, p. 27). Ce poste a fait l'objet de mises en service en 2003 et 2004 (HQT-8, doc. 1, pp. 10-11). Il existe donc un doute quant à l'utilité de ces ajouts.

Il faut conclure que HQTE n'a pas rencontré son fardeau de preuve à l'égard de l'ensemble des ajouts proposés à la base de tarification. Les seules informations fournies à l'égard de ces ajouts sont leurs noms et les valeurs originales (HQT-8, doc. 1, pages 9 à 16)⁸. HQTE n'a donc pas à notre avis démontré qu'ils sont « utiles pour l'exploitation du réseau de transport ».

3.2 Le traitement réglementaire de la transaction avec Cedar Rapids Transmission Company

3.2.1 Statut réglementaire et la nature du prix de CRT

Dans sa décision D-2002-95, la Régie s'est trouvée dans l'incapacité de déterminer si les activités de la *Cedar Rapids Transmission Company* (CRT) étaient ou non des activités réglementées.

[L]a Régie reconnaît, pour les fins du présent dossier tarifaire, que les activités incluses dans la liste établie à HQT-1, document 1.1, révision du 11 juin 2001, sont non réglementées, à l'exception des activités de CRT. À l'égard de cette dernière, la Régie estime qu'elle devrait être en mesure de s'assurer que ses activités sont non réglementées, ce qui ne ressort ni de la preuve ni de l'argumentation des participants. (D-2002-95, p. 50)

Dans sa question 53.1, la Régie a demandé à HQTE de justifier l'absence de réglementation directe des activités de CRT par la Régie. En réponse, HQTE a simplement indiqué que le législateur fédéral a confié à l'ONE le pouvoir de réglementer la construction et l'exploitation de sa ligne de transport, qui est exploitée selon les termes et conditions du certificat EC-III-24. Rien n'indique cependant que l'ONE exerce une compétence réglementaire sur les tarifs de CRT. Au contraire, la lecture du certificat EC-III-24 (joint aux présentes comme Annexe I) démontre qu'il ne traite aucunement de la tarification.

Il semble donc que les tarifs de transport de CRT ne sont pas jusqu'ici réglementés. Le seul motif invoqué pour démontrer que ces tarifs sont justes et raisonnables est la simple affirmation par HQTE (son client) que le tarif de transport de CRT est établi selon une méthodologie reconnue, à

⁸ En R-3401-98, HQTE avait fourni beaucoup plus d'information à cet égard (R3401-98, HQT-7, doc. 4.1).

partir de la valeur nette des actifs et en utilisant un taux de rendement inférieur au taux proposé dans la présente cause (HQT-10, doc. 1, pp. 122-123).

En R-3401-98, la Régie avait conclu que :

le service de transport acheté auprès de CRT l'a été au prix du marché. . . . Il n'existe pas de coût complet pour CRT puisque aucune autorité ne le lui a demandé; elle n'est pas réglementée. (D-2002-95, p. 58)

Maintenant, HQTE affirme que :

le tarif fixé par CRT reflète le coût complet du service, incluant un rendement juste et raisonnable pour une capacité annuelle réservée de 325 MW, qu'elle offre au Transporteur. La transaction qui lie CRT au Transporteur est ainsi faite conformément à la politique de prix de cession décrétée par la Régie. (HQT-7, doc. 5, p. 10)

Or, HQTE n'étant pas une agence réglementaire, il est difficile de voir comment elle peut établir le coût complet du service de CRT, surtout le taux de rendement. Quoique Hydro-Québec, en tant que société mère, aurait accès aux livres de sa filiale CRT, il n'est pas clair si HQTE, son client, y aura accès. Notons que HQTE n'a pas répondu à la demande de la Régie de présenter les données permettant l'établissement du coût complet du service de transport de CRT, outre le taux de rendement utilisé (HQT-10, doc. 1, p. 122). Si HQTE a accès à ces données, elle doit les présenter au soutien de sa demande de reconnaissance de ses achats de service de transport auprès de CRT. Si HQTE n'y a pas accès, elle ne peut aucunement se prononcer sur la justesse du tarif, ni de son caractère de « coût complet ».

3.2.2 Le remplacement de l'ancienne ligne

Selon la preuve, l'ONE a déjà autorisé la construction et l'exploitation de la nouvelle ligne biterne de 230 kV, pour remplacer la vieille ligne ayant une capacité de 325 MW. Maintenant, la ligne est opérée à 120 kV, avec une capacité de 600 MW ; à 230 kV, elle aura une capacité de 1 000 MW (HQT-7, doc. 5, p. 8).

La preuve indique cependant que le réseau de transport de CRT n'est pas actuellement conçu pour une capacité de 600 MW, et encore moins de 1 000 MW. La charge de Cornwall est de 155 MW et la capacité de réception au poste Dennison, de Niagara Mohawk, est de 170 MW (HQT-10, doc. 1,

p. 120). Ainsi, la puissance maximale qui peut être acheminée sur cette ligne est toujours limitée à 325 MW.

Si la Régie décide qu'elle a compétence sur les tarifs de CRT, il sera donc question de fixer la portion des coûts d'investissement dans cette nouvelle ligne qui devrait se qualifier comme « utile pour l'exploitation du réseau de transport ». Les investissements additionnels qui permettraient un jour que CRT transporte des puissances additionnelles ne seraient pas normalement considérés utiles en ce moment. Toutefois, quant au critère de prudence, l'autorisation au préalable par l'ONE, après audience publique, créerait une certaine présomption.

3.2.3 La rentabilité de la transaction CRT pour HQTE

Le coût de la réservation de 325 MW sur le réseau CRT a augmenté de 3,3 millions \$ entre 2001 et 2003 à 6,7 M \$ en 2004 et 6,8 M \$ en 2005. Ainsi, ce coût a plus que doublé, à cause de la reconstruction de la ligne.

Dans sa question 55.4, la Régie a exigé de connaître les revenus que le Transporteur a tiré des réservations faites sur ce chemin depuis 2001. Selon la réponse, les revenus totaux s'élevaient à des montants variant entre 7,9 et 8,4 millions de \$ par année (HQT-10, doc. 1, p. 120).

À première vue, la transaction CRT semble donc très rentable, même avec son nouveau prix, mais ce n'est pas le cas. Notons cependant que les revenus indiqués représentent le tarif complet de point à point, et non seulement la partie attribuable à CRT. Ainsi, les revenus indiqués de 7 670 132 \$ pour les réservations à long terme représentent précisément le coût d'une réservation sur le réseau de TransÉnergie de 100 MW ($100 * 1000 * 72,91 \$ * 1,052$). Autrement dit, ces revenus couvrent non seulement l'utilisation du réseau CRT, mais aussi l'ensemble du réseau de TransÉnergie. En fait, ce sont les mêmes tarifs qui auraient été facturés pour les exportations sur n'importe quel chemin de TransÉnergie qui n'inclut pas le chemin CRT.

Il n'est évidemment pas approprié d'attribuer à CRT l'ensemble des tarifs payés pour l'utilisation de réseau de TransÉnergie ainsi que celui de CRT. Cela reviendrait à donner aux utilisateurs de la ligne CRT un accès sans frais à l'ensemble du réseau de TransÉnergie.

Selon le *Open Access Transmission Tariff* déposé devant la FERC en 1997, les revenus requis de CRT étaient de 2,3 millions \$.⁹ Les revenus requis de HQTE, selon la décision D-2002-95, sont de 2 609,2 millions \$. Les revenus requis de CRT ne sont donc que 0,09 % de ceux de TransÉnergie. En répartissant les revenus tirés de l'utilisation des deux réseaux sur cette base, soit 0,09 % pour CRT et 99,91 % pour TransÉnergie, on obtiendrait un revenu d'environ 7 000 \$ par année obtenu par TransÉnergie pour l'utilisation du réseau de CRT, soit 0,1 % du prix payé. Cette esquisse d'analyse, présentée à titre uniquement indicatif, démontre que la rentabilité pour TransÉnergie de ses transactions avec CRT est loin d'être acquise.

À la fin de l'échange cité ci-dessus lors des audiences sur le dossier R-3401-98, le témoin de HQTE a dit que :

Évidemment, la beauté de la chose, c'est qu'on paie moins cher que ce qu'on vend.

A tout le moins, on s'arrange pour ne pas dépasser, il n'est pas question d'aller payer plus cher puis de vendre moins cher.

Il semble en effet que, dans ses transactions avec CRT, HQTE paye beaucoup plus cher qu'il ne vend.

3.2.4 La réservation par TransÉnergie de 100% de la capacité CRT

Dans la mesure où la Régie continue de traiter le CRT comme un fournisseur non réglementé de service de transport, la question devient alors de savoir si l'achat par HQTE de 325 MW ferme de capacité sur le réseau de CRT est nécessaire pour la prestation de service :

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

...
2° déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux

⁹ Cedar Rapids Transmission Company, Open Access Transmission Tariff, Attachment H. Ce document, non daté, a été déposé devant la FERC par les procureurs de H.Q. Energy Services le 10 mars 1997, en appui à sa demande d'autorisation de transiger aux prix du marché. La FERC a accueilli la demande de HQES, sans porter aucun jugement sur l'aspect quantitatif des tarifs de CRT.

contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;

HQTE affirme que :

C'est dans l'optique de pouvoir offrir [à ces clients] le meilleur service de transport possible que le Transporteur réserve la totalité de la capacité de transport de CRT, sans laquelle il serait dans l'impossibilité d'assurer la disponibilité du service de transport à ses propres clients. (HQT-7, doc. 5, p. 12)

Or, il appert qu'HQP a été le seul utilisateur du chemin CRT en 2001-2003. HQP a réservé 100 MW ferme annuel pour ces trois années ainsi que 100 MW ferme additionnel au mois d'avril 2001 (HQT-10, doc. 1, p. 119). La question se pose alors de déterminer pourquoi HQTE doit réserver 350 MW ferme sur le réseau de CRT si ses clients n'achètent que 100 MW ferme de ce service. En agissant ainsi, HQTE oblige l'ensemble de ses clients à assumer les coûts pour la capacité non utilisée du réseau de CRT.

Quoique la charge locale de TransÉnergie porte une obligation sur l'ensemble des coûts légitimes du Transporteur, cela n'est pas le cas pour les coûts de CRT. Hydro-Québec, comme entité corporative, peut bien avoir intérêt à ce que l'ensemble des coûts de sa filiale soient couverts, mais le Transporteur a l'obligation de favoriser plutôt les intérêts de sa clientèle réglementée.

La situation est donc semblable à celle de la décision de l'OEB citée auparavant : le risque de non-utilisation de la capacité doit être porté par l'actionnaire, et non par le consommateur réglementé.

Deux alternatives se présentent pour réduire les coûts du Transporteur, sans pour autant perdre des occasions de vente du service de transport de point à point. D'une part, HQTE pourrait limiter son achat long terme à la capacité réellement requise par ses clients, soit 100 MW. Dans la mesure où elle reçoit des demandes additionnelles de service sur la ligne CRT, elle peut simplement acheter la puissance requise sur l'OASIS de CRT.

L'autre façon de faire serait de « dé-intégrer » CRT du réseau de TransÉnergie. Rappelons que, actuellement, les utilisateurs du réseau de TransÉnergie peuvent utiliser le chemin de CRT sans frais additionnels :

C'est que TransÉnergie paie CRT un certain montant par année pour réserver toute la capacité de sa ligne de transport, et ont intègre ce service-là dans notre service. Quelqu'un donc qui vient voir TransÉnergie et qui veut réserver du transport en utilisant ce chemin-là paie le tarif de TransÉnergie. C'est ce qui s'appelle intégrer le service à l'intérieur de notre tarif. (R-3401-98, N.S., v. 23, p. 221)

Les utilisateurs du réseau de Brascan, par contre, doivent payer également pour son utilisation (HQT-10, doc. 1, p. 122). Rien n'empêche que le réseau de CRT soit traité de la même façon. Cela aurait l'effet d'augmenter les tarifs de point à point à payer pour l'utilisation du chemin CRT, tout en diminuant légèrement le tarif de TransÉnergie. Étant donné qu'Hydro-Québec, qui est propriétaire de CRT d'une part et d'HQP de l'autre, demeure le seul client qui utilise ce chemin, il importe peu combien une entité non réglementée paye à l'autre. Il n'y aurait donc aucune perte nette pour Hydro-Québec due à ces tarifs du type « pancake », et aucun désincitatif à l'utilisation du réseau du Transporteur pour des ventes externes utilisant le chemin CRT. Cette structure obligerait par contre Hydro-Québec à absorber les pertes causées par la sous-utilisation du réseau CRT, pertes qui sont aujourd'hui essayées par la charge locale.

Pour les fins des revenus requis de 2005, nous suggérons que la Régie ne reconnaisse que le coût de la réservation ferme de 100 MW, soit 2 069 592 \$¹⁰, au lieu des 6,8 M \$ demandés (HQT-7, doc. 5, p. 6).

4 La planification du réseau

4.1 Mises à jour annuelles

Dans sa décision D-2002-95, la Régie a exigé des mises à jour annuelles de la planification à long terme du réseau :

En l'absence de dossier tarifaire, la Régie exige que des informations mises à jour concernant les prévisions des investissements sur 10 ans et les impacts tarifaires anticipés lui soient déposées sur une base annuelle, à titre de suivi de la présente décision. Ainsi la Régie pourra maintenir une vision globale à long terme du niveau prévu des investissements et pourra voir venir les investissements massifs qui pourraient provoquer un choc tarifaire avant qu'ils ne soient présentés pour approbation. (D-2002-95, p. 73)

Nous n'avons pu retrouver aucune information de cette nature dans les Rapports annuels 2001, 2002 ou 2003 déposés par le Transporteur.

¹⁰ En suivant le calcul décrit à HQT-7, doc. 5, p. 11, soit 100 MW x 1000 kW/MW x 20,37 \$/kW-an x 1,016.

¹² Dans la preuve en chef de ce dossier (HQT-4, doc. 1, p. 32), ce montant était de 859,5 M \$.

4.2 L'augmentation des investissements prévus par rapport à ceux prévus en R-3401-98

4.2.1 La preuve de HQTÉ

Dans HQT-4, doc. 1, HQTÉ a présenté les grandes lignes de sa planification à long terme et des investissements qui en découleront (tableau 3, page 32). En réponse à une question de la Régie, elle a ventilé ces chiffres en les modifiant légèrement (HQT-10, doc. 1, p. 22).

Les informations présentées indiquent que les investissements maintenant prévus pour les années 2005-2008 excèdent largement ceux qui étaient prévus lors de la dernière cause tarifaire. Ainsi, le tableau suivant présente une comparaison des investissements prévus selon la décision D-2002-95 et selon la preuve dans le présent dossier.

	2005	2006	2007	2008
HQT-10, doc. 1, p. 22	928,9 ¹²	908,8	786,5	599,9
D-2002-95	803,6	613,2	206,5	282,4
écart	55,9	295,6	580	317,5
% aug.	15,6%	48,2%	280,9%	112,4%

Pour la période 2005 à 2008 :

	total 2005-08
HQT-10, doc. 1, p. 22	3154,7
D-2002-95	1905,7
écart	1249,0
% aug.	65,5%

Les investissements globaux prévus pour les années 2005 à 2008 ont donc augmenté de 65 % depuis l'audition du dossier R-3401-98.

4.2.2 Ventilation par catégorie d'investissement

Regardons d'abord l'évolution des investissements prévus par catégorie d'investissement. On note qu'il y a un dépassement majeur et systématique dans chacune des catégories d'investissement.

Maintien des actifs

Le tableau suivant indique les écarts sur les investissements prévus pour le maintien des actifs entre R-3401 et le présent dossier, pour les années 2005-2008 :

	2005	2006	2007	2008	2005-08
R-3549-04	300,0	300,0	300,0	280,0	1180,0
R-3401-98	104,1	102,3	110,4	118,6	435,4
écart	195,9	197,7	189,6	161,4	744,6
% aug.	188%	193%	172%	136%	171%

Notons d'abord que les montants prévus en R-3401-98 variaient chaque année, laissant croire qu'il s'agissait des sommes des montants prévus pour un certain nombre de projets distincts. En R-3549-04, par contre, le montant est stable (300 M \$ par année en 2005 à 2007, et 280 M \$ par année pour les années subséquentes). Ces montants fixes sont de deux à trois fois plus importants que les prévisions antérieures. Aucune explication n'est fournie à l'égard de la méthode d'estimation utilisée.

Croissance des besoins

Le tableau suivant indique les écarts sur les investissements prévus pour la croissance des besoins entre R-3401 et le présent dossier, pour les années 2005-2008 :

	2005	2006	2007	2008	2005-08
R-3549-04	477,0	382,0	265,0	200,0	1324,0
R-3401-98	565,6	413,8	56,8	83,6	1119,8
écart	-88,6	-31,8	208,2	116,4	204,2
% aug.	-16%	-8%	367%	139%	18%

Ici, on note surtout que les investissements prévus se sont déplacés dans le temps. Globalement, l'augmentation est relativement modeste.

Respect des exigences

Le tableau suivant indique les écarts sur les investissements prévus pour le respect des exigences entre R-3401 et le présent dossier, pour les années 2005-2008 :

	2005	2006	2007	2008	2005-08
R-3549-04	32,0	22,9	24,3	23,9	103,1
R-3401-98	10	10	10	10	40,0
écart	22,0	12,9	14,3	13,9	63,1
% aug.	220%	129%	143%	139%	158%

Ici, c'est l'opposé de ce qu'on a vu dans la catégorie « Maintien des actifs ». Un montant fixe a été prévu en R-3401-98, qui est maintenant remplacé par des valeurs qui varient d'année en année, ce qui suggère que la présente prévision est basée sur les coûts d'un certain nombre de projets précis.

L'augmentation proportionnelle par rapport à R-3401-98 est grande (entre le double et le triple, et encore), mais les montants d'argent sont relativement modestes.

Verglas

Le tableau suivant indique les écarts sur les investissements prévus par rapport au verglas entre R-3401 et le présent dossier, pour les années 2005-2008 :

	2005	2006	2007	2008	2005-08
R-3549-04	41,1	142,0	122,2	75,6	380,9
R-3401-98	70,6	35,8	31,5	18,4	156,3
écart	-29,5	106,2	90,7	57,2	224,6
% aug.	-42%	297%	288%	311%	144%

Avec l'exception de 2005, les investissements annuels ont presque quadruplé. Globalement, les montants ont augmenté d'un facteur de 2,5.

Autres projets d'amélioration

Le tableau suivant indique les écarts sur les investissements prévus pour d'autres projets d'amélioration du réseau entre R-3401 et le présent dossier, pour les années 2005-2008 :

	2005	2006	2007	2008	2005-08
R-3549-04	78,8	61,9	75,0	20,5	236,2
R-3401-98	52,1	50,0	50,0	50,0	202,1
écart	26,7	11,9	25,0	-29,5	34,1
% aug.	51%	24%	50%	-59%	17%

Comme pour la catégorie « Respect des exigences », le montant fixe prévu en R-3401-98 a été remplacé par des valeurs qui varient d'année en année.

L'augmentation par rapport à R-3401-98 est entre 25% et 50% entre 2005 et 2007, mais les investissements prévus pour 2008 sont moins que la moitié de ceux qui étaient prévus auparavant. Globalement, l'augmentation n'est que de 17 %.

4.2.3 Les explications de HQTÉ

Dans sa question 6.1, RNCREQ/UC a demandé au Transporteur d'expliquer en détail ces écarts. Sa réponse complète se lit ainsi :

Plusieurs éléments de contexte ont changé depuis l'audition du dossier R-3401-98. Notons en premier lieu l'augmentation importante de la charge québécoise illustrée par les pointes exceptionnelles de 2003 et 2004.

L'augmentation significative de la charge locale des dernières années a entraîné le besoin d'investissements importants d'ajout de capacité de transformation dans les postes satellites et, par le fait même, les investissements dans ces installations. Notons également l'ajout de projets de raccordement de production additionnelle suite aux appels d'offres du Distributeur : centrale TransCanada Energy, la biomasse, 1000 MW d'énergie éolienne. Ces

projets étaient inexistantes dans la prévision de 2001 du Transporteur. Les écarts entre la prévision de 2001 et celle présentée en 2004 proviennent de ces éléments de contexte. (HQT-10, doc. 2, p. 13)

Prenons ces éléments de réponse un par un.

L'augmentation de la charge québécoise. Le Plan d'approvisionnement 2005-2014 fait état d'une augmentation de puissance requise à la pointe d'hiver d'environ 1 200 MW par rapport au Plan 2002-2011 (présenté en novembre 2001, quelques mois après l'audition du dossier R-3401-98). Cet écart apparaît déjà en 2002-03, et demeure stable jusqu'en 2010-11 (R-3550, HQD-2, doc. 1, p. 34).

L'ajout de projets de raccordement. Il est difficile de voir comment on pourrait prétendre que la centrale de TransCanada Energy était « inexistante » dans la planification 2001 du Transporteur, étant donné que le Plan d'approvisionnement 2002-11 du Distributeur, déposé à l'intérieur de la même année, faisait état du besoin de 680 MW additionnel de puissance de base et de 750 MW de puissance modulable entre 2006 et 2009 (R-3470-01, HQD-2, doc. 3, p. 37). En réalité, le fait que deux des trois contrats résultant des appels d'offres découlant de ce Plan aient été obtenus par HQ-Production, pour l'électricité produite par des centrales existantes qui ne requerraient donc aucun investissement additionnel pour le raccordement, aurait eu l'effet de réduire au lieu d'augmenter les investissements requis à ce titre.

En fait, les prévisions du Transporteur en 2001 étaient basées sur la prémisse de l'ajout de 5 790 MW de nouvelle production entre 2000 et 2010 pour répondre à l'accroissement prévu de la charge (R-3401-98, HQT-13, doc. 1.2, p. 4). Travaillant sur l'hypothèse du développement éventuel du projet *Gull Island* en Labrador, TransÉnergie a alors prévu :

la construction de 689 km de nouvelles lignes à 735 kV en 2006, et d'importants projets d'addition de compensation série entre 2003 et 2006 dans plusieurs postes à 735 kV. (R-3401-98, HQT-13, doc. 1.2, p. 4)

Ainsi, il a prévu des investissements de 2 403 M \$ sur 10 ans,

dont une réserve de 157 M \$ pour des projets requis pour satisfaire à des additions de blocs de charge dont la date de mise en service et la localisation ne peuvent être précisées longtemps d'avance. (Ibid.)

Il est donc extrêmement difficile de voir comment l'ajout du projet TransCanada Energy dépasserait les investissements de raccordement déjà prévus dans R-3401-98. Malgré l'ajout des montants importants pour le raccordement des parcs éoliens en Gaspésie — qui effectivement n'étaient pas

connu en 2001, même si l'avis A-98-02 de la Régie a recommandé une telle approche — ce nouveau besoin est sans doute compensé par le non développement du projet Gull Island, avec les investissements massifs en transport qu'il aurait requis.

Cependant, nous remarquons que ces explications ne touchent que la catégorie « Croissance des besoins ». Elle ne fournit pas d'explication pour les augmentations dans les autres catégories qui se résument comme suit :

- Maintien des actifs : augmentation de 744,6 M \$, ou de 171 %,
- Respect des exigences : augmentation de 63,1 M \$, ou de 158 %,
- Verglas : augmentation de 224,6 M \$, ou de 144 %, et
- Autres projets de maintien et d'amélioration de la qualité : augmentation de 34,1 M \$, ou de 17 %.

Finalement, notons que HQTÉ n'a pas invoqué les nouvelles normes de conception comme explication pour l'augmentation des prévisions. Cela est détaillé dans les réponses aux questions 9.1 à 9.3 de la Régie (HQT-10, doc. 1, p. 15). Dans la réponse 9.1, le Transporteur explique que, des deux critères qui découlent des nouvelles attentes exprimées par le Distributeur, le premier (la perte d'un transformateur, ou « n-1 ») est plus contraignant que le deuxième (pointe extrême de 117%). Dans sa réponse 9.3, il explique qu'il n'y a aucun coût additionnel relié à l'application de ces nouveaux critères, étant donné que tous les projets envisagés à l'heure actuelle visent déjà à répondre au critère du n-1.

4.3 Les informations requises

Dans la décision D-2002-95, la Régie indiquait qu'elle avait besoin d'obtenir une vision à long terme du développement du réseau de transport afin de pouvoir voir venir les investissements massifs qui pourraient provoquer un choc tarifaire avant qu'ils ne soient présentés pour approbation (p. 73 de la décision). Dans la décision D-2004-238, la Régie a de plus précisé qu'elle « tient à être informée des investissements prévus dans les dix années à venir afin, notamment, d'en évaluer l'impact sur ses tarifs » (p. 5).

Il est primordial pour un régulateur économique de veiller à protéger les intérêts économiques des consommateurs captifs – tout en assurant la conciliation avec un traitement équitable des entités

réglementées. Or, la protection des consommateurs implique non seulement de les protéger contre des chocs tarifaires (c'est-à-dire, des augmentations importantes et abruptes), mais aussi contre toute augmentation qui n'est pas nécessaire pour fournir le service requis.

Pour ce faire, il n'est pas suffisant de contrôler les revenus requis de l'année courante, étant donné que se sont les investissements à venir qui détermineront les revenus requis des années futures. Or, comme le démontrent les listes de mises en service depuis R-3401-98 (HQT-8, doc. 1, pp. 9-16), la plupart des investissements en transport consistent en des projets d'un coût de moins de 25 M \$, qui donc ne requièrent pas l'autorisation spécifique de la Régie. Il est difficile de voir comment la Régie peut, dans le cadre des demandes d'autorisation pour les enveloppes annuelles pour les projets de moins de 25 M \$, se questionner sur le plan d'investissements dans son ensemble. Une lecture de la preuve soumise à l'appui de la demande du Transporteur pour l'autorisation de son budget d'investissements 2003 pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 25 M \$ (R-3504-02, HQT-1, doc. 1) confirme que ce genre de dossier permet peu d'éclairage sur les investissements concrets.

Rappelons que la cause tarifaire du transporteur est le seul moment où la Régie a l'occasion de regarder l'ensemble des investissements prévus pour améliorer le réseau de transport sur un horizon temporel qui ressemble à l'horizon de planification, soit de dix ans.

Pour toutes ces raisons, nous croyons que la Régie devrait, dans le cadre des dossiers tarifaires du Transporteur, se pencher sérieusement sur l'évolution future du réseau de transport.

Les informations soumises dans le présent dossier ne permettent aucunement une telle compréhension de l'évolution des besoins du Transporteur. Les explications fournies à l'égard des augmentations pourtant très substantielles des investissements prévus, par rapport au dossier antérieur, sont loin d'être suffisantes. Malgré la preuve plutôt embryonnaire suggérant que l'impact tarifaire sera limité (HQT-10, doc. 1, pages 7 à 12), nous sommes d'avis que la Régie n'a pas devant elle suffisamment d'information pour se positionner adéquatement à l'égard des investissements futurs, contrairement aux attentes qu'elle a exprimées dans ses décisions D-2002-95 et D-2004-238.

5 Conclusion

Les conclusions présentées ci-dessus se résument comme suit :

Le critère d'utilité

HQTE n'a pas rencontré son fardeau de preuve à l'égard de l'ensemble des ajouts proposés à la base de tarification. Elle n'a donc pas, à notre avis, démontré que ces actifs sont « utiles pour l'exploitation du réseau de transport ».

Le traitement réglementaire de la transaction avec Cedar Rapids

Le tarif de CRT n'a été fixé par aucune instance réglementaire. La question de savoir si la Régie devrait ou non réglementer les tarifs de CRT n'a pas encore été réglée.

Si CRT serait réglementée par la Régie ou selon les principes qu'elle utilise, une partie des coûts de la nouvelle ligne devrait être exclue comme non utile pour l'exploitation du réseau de transport.

Si par contre CRT demeure non réglementé, la question devient, quelle partie des coûts de la réservation de 325 MW devrait être reconnue dans les revenus requis ? Reconnaître l'ensemble de ces coûts ferait en sorte que la charge locale subventionnerait CRT en absorbant le coût de sa capacité non utilisée.

Pour les fins des revenus requis de 2005, nous suggérons que la Régie ne reconnaisse que le coût de la réservation ferme de 100 MW, soit 2 069 592 \$, au lieu des 6,8 M \$ demandés.

La planification du réseau

Les investissements prévus dans le présent dossier dépassent largement ceux prévus dans le dossier R-3401-98, sans explication adéquate. La Régie n'a pas devant elle suffisamment d'information pour se positionner adéquatement à l'égard des investissements futurs.

À notre avis, la Régie devrait demander qu'HQTE :

- explique en détail les augmentations par rapport aux prévisions de R-3401-98,
- fournisse une ventilation ses prévisions d'investissement pour chaque catégorie en indiquant soit les projets qui les composent, soit la méthode et les hypothèses utilisées pour en faire l'estimation,
- fournisse une mise à jour chaque année, avec le même niveau de détail, tel que requis selon la décision R-2002-95.

Annexe I
Office national de l'énergie
Certificat EC-III-24