

QUÉBEC

R-3669-2008
Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

et

Intervenants

Régie de l'énergie

DOSSIER:

R-3669-2008 Ph2

PIÈCE NO:

6-253

Date:

COMPENDIUM DES AUTORITÉS
(VOLUMES 1 ET 2)

COMPENDIUM DES AUTORITÉS

DESCRIPTION	Onglet
Doctrine	
L. DUCHARME, <i>L'administration de la preuve</i> , 4 ^e éd., Montréal, Wilson & Lafleur, 2010, p. 234-235	1
J.-C. ROYER, <i>La preuve civile</i> , 4 ^e éd., Cowansville, Yvon Blais, 2008, p. 346-351	2
Jurisprudence	
<i>Décision concernant les questions à débattre, les documents et informations à produire avec la demande amendée, l'échéancier et les frais de la phase informationnelle</i> , Décision D-2000-102, 2 juin 2000	3
<i>Décision concernant la demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité</i> , Décision D-2002-095, 30 avril 2002	4
<i>Demande d'approbation du texte refondu des « Tarifs et conditions » du service de transport</i> , Décision D-2002-286, 20 décembre 2002	5
<i>Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service, tarifs et conditions de service</i> , Décision D-2006-066, 18 avril 2006	6
<i>Décision sur la Phase 2 : répartition du coût de service, tarifs et conditions de service</i> , Décision D-2006-085, 18 mai 2006	7
<i>Décision sur les sujets à débattre et les demandes d'intervention</i> , Décision D-2008-116, 11 septembre 2008	8
<i>Newfoundland and Labrador Hydro – Décision interlocutoire</i> , Décision D-2008-136, 23 octobre 2008	9
<i>Décision partielle, Phase 1</i> , Décision D-2009-015, 5 mars 2009	10
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-053, 11 mai 2010	11
<i>Énergie Brookfield Marketing Inc. c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2010-160, 20 décembre 2010	12
<i>Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1^{er} janvier 2011</i> , Décision 2011-039, 6 avril 2011	13
<i>Newfoundland and Labrador Hydro c. Hydro-Québec</i> , Décision D-2011-040, 6 avril 2011	14

DESCRIPTION	Onglet
Décision partielle visant l'adoption des normes de fiabilité relativement au transport de l'électricité et l'approbation de documents connexes, Décision D-2011-068, 13 mai 2011	15

Montréal, ce 27 juin 2011

Norton Rose ORSEUR, p. r. l.

NORTON ROSE OR, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

Procureurs d'Hydro-Québec, dans ses
activités de transport d'électricité

Me Éric Dunberry

Me Marie-Christine Hivon

Me Catherine Martel

Bureau 2500

1, Place Ville-Marie

Montréal (Québec) H3B 1R1

Tél. : (514) 847-4492 (E.D.)

Tél. : (514) 847-4805 (M-C.H.)

Tél. : (514) 847-7987

Télec. : (514) 286-5474

eric.dunberry@nortonrose.com

marie-christine.hivon@nortonrose.com

catherine.martel@nortonrose.com

HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de
transport d'électricité

Me F. Jean Morel

75, boulevard René-Lévesque Ouest

4^e étage

Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2068

Télec. : (514) 289-3719

morel.jean@hydro.qc.ca

Léo Ducharme

L'administration de la preuve

4^e édition

par Léo Ducharme
et Charles-Maxime Panaccio



Wilson & Lafleur Itée
40, rue Notre-Dame Est
Montréal (Québec) H2Y 1B9
(514) 875-6325
(sans frais) 1-800-363-2327

— 2010 —

**Logage avant publication de Bibliothèque et
Archives nationales du Québec et Bibliothèque et Archives Canada**

Paré, Léo

L'administration de la preuve

4^e éd.

(La collection bleue)

Comprend des réf. bibliogr. et un index.

ISBN 978-2-89127-955-0

I. Preuve (Droit) – Québec (Province). 2. Procédure civile –
Québec (Province). – I. Paré, Léo. II. Titre.

U126.D83 2010

347.714'06

C2010-940800-4

adä

reconnaissons l'aide financière du gouvernement du Canada par l'entremise du
du livre du Canada pour nos activités d'édition.

EC
Québec

gouvernement du Québec — Programme de crédit d'impôt pour l'édition de
— Gestion SODEC»

n pages: Interscript

option de la page couverture: Martineau design graphique

on & Lafleur Ltée, Montréal, 2010

droits réservés

légal – 3^e trimestre 2010

hèque et Archives nationales du Québec

hèque et Archives Canada

978-2-89127-955-0 (4^e édition)

2-89127-052-5 (1^{re} édition)

é au Canada

qu'elle avait posés ne contrevenaient pas aux ordonnances du tribunal rendues contre elle¹¹⁶⁹; qu'en vertu de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, les modifications apportées par une municipalité à son plan d'urbanisme ne nécessitaient pas le recours à un référendum¹¹⁷⁰; que les mesures adoptées par une municipalité pour avertir les automobilistes des travaux sur une route étaient suffisantes¹¹⁷¹; qu'une action pour violation de droit d'auteur est bien fondée¹¹⁷²; et quel était l'état du droit sur une question de droit administratif lorsqu'une décision par un comité disciplinaire du Barreau a été rendue¹¹⁷³. Dans le cadre d'une action en diffamation et en dommages, suite à la parution d'articles de journaux, le tribunal a jugé recevable le rapport d'un professeur du département de communications de l'Université d'Ottawa, ayant pour objet de démontrer que les journalistes qui avaient préparé les articles litigieux, avaient agi en conformité avec les règles de l'art reconnues en matière journalistique¹¹⁷⁴. Selon nous, ce rapport aurait dû être jugé irrecevable au motif qu'il s'agissait d'une opinion de nature juridique.

3 – Force probante du témoignage d'expert

605. – L'appréciation du témoignage d'un expert relève du juge de première instance. À cette fin il doit, notamment, prendre en considération les éléments suivants: le sérieux des démarches faites par l'expert à l'étape de la cueillette des données, le lien entre l'opinion de l'expert et la preuve factuelle recueillie lors de l'audience, l'objectivité ou la subjectivité de l'expert¹¹⁷⁵. Ainsi, un rapport d'un actuaire a été écarté parce qu'il était fondé sur des faits non prouvés¹¹⁷⁶; un rapport d'une psychologue a été jugé sans valeur parce sa démarche avait été fautive et qu'elle se prononçait sur un domaine où elle n'a aucune expérience¹¹⁷⁷ et le témoignage d'un arpenteur-géomètre n'a pas été retenu en raison du peu de fiabilité de sa méthode et de l'imprécision de ses constatations¹¹⁷⁸. Aux fins de l'appréciation du témoignage d'un expert, le juge doit, notamment, tenir compte, comme nous l'avons vu précédemment¹¹⁷⁹, de tout facteur susceptible d'affecter son objectivité. Le fait qu'un témoignage d'expert n'a pas été contredit, peut être un motif, pour le tribunal, de lui accorder force probante¹¹⁸⁰. Dans l'affaire *Vézina c. Brady*¹¹⁸¹, la

1169. *Siméneau c. Marion*, 2007 QCCS 1931; J.E. 2007-1236; EYB 2007-118820 (C.S.).

1170. *Tremblay c. Saint-David-de-Falardeau (Municipalité)*, J.E. 2003-573; REJB 2003-39603 (C.S.).

1171. *Houle c. Cowansville (Town of)*, [1950] C.S. 259.

1172. *Levasseur c. Pelmorex Communications inc.*, B.E. 2000BE-1127; REJB 2000-20059.

1173. *Parizeau c. Lafrance*, [1999] R.J.Q. 2399; REJB 1999-14780 (C.S.).

1174. *Boileau c. Soleil du Haut St-Laurent (1964) ltée*, 2008 QCCQ 13377; J.E. 2009-500; [2009] R.R.A. 386 (rés.); EYB 2008-154548 (C.Q.).

1175. *F. (L.) c. D. (A.)*, J.E. 2006-9; [2006] R.D.F. 175 (rés.); EYB 2005-97649 (C.S.).

1176. *Boisvert c. Banque Nationale du Canada*, 2008 QCCS 5510; J.E. 2009-84; [2009] R.R.A. 109 (C.S.).

1177. *B. (E.) c. L. (S.)*, précité, note 1159.

1178. *Berges Massawippi inc. c. Gottsegen*, EYB 2008-132584 (C.S.).

1179. *Supra*, n° 590.

1180. *Fecteau c. Pospiech*, B.E. 2004BE-307; [2004] R.L. 65 (C.S.).

1181. *Vézina c. Brady*, 2006 QCCA 1069; J.E. 2006-1692; [2006] R.D.I. 651; EYB 2006-109087 (C.A.).

Cour d'appel a tenu à rappeler les règles suivantes : que le juge de première instance n'est pas lié par les témoignages d'experts ; qu'il n'est pas tenu de justifier pourquoi il retient tel élément de preuve ou rejette tel autre ; et ce, surtout lorsqu'il est en présence de témoignages contradictoires et qu'une Cour d'appel n'interviendra pas pour modifier la force probante accordée par le juge de première instance à un témoignage d'expert, à moins d'une erreur manifeste. Toutefois, il y aura lieu à l'intervention de la Cour d'appel, si le juge de première instance, déclare irrecevable un rapport d'expert pour des motifs non fondés¹¹⁸², ou retient l'opinion qu'un expert a exprimé dans un domaine hors de sa compétence¹¹⁸³.

606. – Bibliographie

I. Traités et monographies

FERLAND, Denis et Benoît EMERY, *Précis de procédure civile du Québec*, vol. 1, 4^e éd., Les Éditions Yvon Blais inc., 2003, p. 487-491.

ROYER, Jean-Claude, *La preuve civile*, 4^e éd. par Jean-Claude Royer et Sophie Lavallée, Cowansville, Les Éditions Yvon Blais inc., 2008, n^{os} 448-475, p. 317-338.

II. Articles

BEAULIEU, Marie-Louis, « Le rapport de l'expert dans l'expertise judiciaire », (1936) 39 *R. du N.* 215-218.

BELLEMARE, Daniel A., « L'homme de science devant les tribunaux », (1977) 37 *R. du B.* 465-486.

BOUCHER, GRÉGOIRE, DESLAURIERS et BEAUSOLEIL, « Difficultés pour le demandeur de se faire assister d'un médecin expert lors d'une action en responsabilité médicale », (1976) 17 *C. de D.* 35-84.

LANDRY, Jean-Paul, « De la preuve par expert : la jurisprudence », (1980) 40 *R. du B.* 652-666.

MICHAUD, Pierre A., « Le contre-interrogatoire du témoin expert », (1983) *R.D.J.* 115-124.

RATUSHNY, Ed, « Basic Problems in Examination and Cross Examination », (1974) 52 *R. du B. Can.* 209-246.

WEBER, Solomon W., « Use of Experts in Evidence », (1954) 14 *R. du B.* 358-361.

1182. *Aluminerie Alouette inc. c. Constructions du Saint-Laurent ltée*, précité, note 1121. R.R.Q., 1981, c. B-1, r. 1.

1183. *Fortier c. Althot*, [1981] C.A. 342. Dans cette affaire, le juge de première instance s'était fondé sur l'opinion d'un chiropraticien pour évaluer le degré d'incapacité du demandeur de préférence à l'opinion de médecins.

2

Jean-Claude Royer

LA PREUVE CIVILE

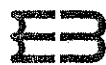
4^e édition

Jean-Claude Royer

Avocat et professeur
à la Faculté de droit de l'Université Laval

Sophie Lavallée

Avocate et professeure
à la Faculté de droit de l'Université Laval



ÉDITIONS YVON BLAIS
UNE SOCIÉTÉ THOMSON

gagement avant publication de Bibliothèque et Archives nationales
Québec et Bibliothèque et Archives Canada

Jean-Claude, 1936-

la preuve civile

e éd.

Comprend des réf. bibliogr. et un index.

SBN 978-2-89635-172-5

1. Preuve (Droit) – Québec (Province). 2. Preuve (Droit) – Canada.
3. Droit civil – Québec (Province). 4. Droit civil – Canada. I. Lavallée, Sophie,
II. Titre.

126.R69 2008

347.714'06

C2008-942417-4

reconnaissons l'aide financière du gouvernement du Canada
dée par l'entremise du Programme d'aide au développement de
l'industrie de l'édition (PADIE) pour nos activités d'édition.

Éditions Yvon Blais Inc., 2008
30 Cowansville (Québec) Canada
1-800-363-3047 Téléc. : (450) 263-9256
Internet : www.editionsyvonblais.com

EN GARDE ET AVIS D'EXONÉRATION DE RESPONSABILITÉ : Tous droits
réservés. Il est interdit de reproduire, de mémoriser sur un système d'extraction de
données ou de transmettre, sous quelque forme ou par quelque moyen que ce soit, élec-
tronique ou mécanique, photocopie, enregistrement ou autre, tout ou partie de la pré-
publication, à moins d'en avoir préalablement obtenu l'autorisation écrite de
Yvon Blais, les Éditions Yvon Blais.

Éditions Yvon Blais ni aucune des autres personnes ayant participé à la réalisati-
on de la présente publication ne fournissent quelque garantie que
relativement à l'exactitude ou au caractère actuel de celle-ci. Il est entendu que
cette publication est offerte sous la réserve expresse que ni les Éditions Yvon
Blais ni le ou les auteurs de cette publication, ni aucune des autres personnes ayant
participé à son élaboration n'assument quelque responsabilité que ce soit relativement
à l'exactitude ou au caractère actuel de son contenu ou au résultat de toute action prise
en vertu de l'information qu'elle renferme, ou ne peut être tenu responsable de toute
erreur qui pourrait s'y être glissée ou de toute omission.

La participation d'une personne à la présente publication ne peut en aucun cas être
interprétée comme constituant la formulation, par celle-ci, d'un avis juridique ou comp-
posé de tout autre avis professionnel. Si vous avez besoin d'un avis juridique ou d'un
avis professionnel, vous devez retenir les services d'un avocat ou d'un autre pro-
fessionnel. Les analyses comprises dans les présentes ne doivent être interprétées
de façon comme étant des politiques officielles ou non officielles de quelque orga-
nisme gouvernemental que ce soit.

légal : 4^e trimestre 2008
Bibliothèque et Archives nationales du Québec
Bibliothèque et Archives Canada

978-2-89635-172-5

CH. VY, RENAULT

D. Valeur probante

484 – *Devoir du tribunal* – La valeur probante du témoignage d'un expert relève de l'appréciation du juge. Celui-ci n'est pas lié par l'opinion d'un expert. Il doit évaluer et peser sa déposition de la même manière que celle des témoins ordinaires¹³⁴.

Dans l'arrêt *Shawinigan Engineering Company c. Naud*¹³⁵, M. le juge Rinfret, de la Cour suprême du Canada, déclare :

[...] la loi ne fait aucune distinction entre les professionnels et les autres témoins. Leurs témoignages doivent être appréciés comme les autres, et le tribunal est tenu de les examiner et de les peser comme toute autre preuve faite dans la cause.¹³⁶

Si un juge est incapable de choisir entre deux versions contradictoires également valables, il doit conclure que le fait n'est pas prouvé¹³⁷. Sans remettre en cause ce principe, la justice demande que

134. *P.L. c. La Reine*, EYB 2008-136230 (C.A.); *Mahé c. Martel*, J.E. 2007-1131, EYB 2007-118762, [2007] R.D.F. 504 (C.S.); *Droit de la famille – 07397*, J.E. 2007-533, EYB 2007-115671 (C.A.); *J.P. c. M.Pe.*, B.E. 2007BE-7, REJB 2006-111569 (C.A.); *S.M. c. A.G.*, J.E. 2005-1014, EYB 2005-90652 (C.A.); *Jlassi c. 154888 Canada inc.*, EYB 2005-92204 (C.S.); *Lavoie c. Construction Denis Noël et fils*, EYB 2004-66114 (C.Q.); *Lainey c. Champagne*, REJB 2003-44694 (C.S.); *Robert c. Société nationale d'assurance inc.*, J.E. 2002-1598, REJB 2002-33558 (C.S.); *Charpentier c. Compagnie d'assurances Standard Life*, [2001] R.R.A. 573, REJB 2001-25043 (C.A.); *St-Jean-Major c. Cardinal Léger et ses œuvres*, [2001] R.J.Q. 1244, 1249-1250, REJB 2001-24779 (C.S.); *Pritchard c. Fédération, compagnie d'assurances du Canada*, REJB 2000-19484 (C.S.); *Lauzon c. Lauzon*, J.E. 2000-1314, REJB 2000-19268 (C.S.); *Sartorio c. Commission des affaires sociales*, J.E. 99-124, REJB 1998-09793 (C.A.); *Prat c. Poulin*, [1997] R.J.Q. 2669, REJB 1997-02598 (C.A.); *Pafco, compagnie internationale c. L'Archevêque-Kruymer*, [1996] R.R.A. 357, EYB 1996-71772 (C.A.); *Droit de la famille – 1632*, [1992] R.D.F. 524 (C.S.); *R. c. H. (J.)*, J.E. 92-1808, EYB 1992-75609 (C.Q.); *Imperial Tobacco Ltd. c. Canada (P.G.)*, [1991] R.J.Q. 2260, 2266, EYB 1988-95786 (C.S.); *Marchand c. Champagne*, J.E. 92-429, EYB 1991-74878 (C.S.); *Prudentielle (La), Cie d'Assurance c. Lapointe*, [1989] R.R.A. 521 (C.A.); *Consolidated Textiles (1971) Ltd. c. Montmagny (Corp. municipale de la ville de)*, [1986] R.J.Q. 65 (C.P.); *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536; *Jonquière (Cité de) c. New Hampshire Ins. Co.*, [1971] C.A. 410; *Gallard c. Woolworth Co.*, (1971) 15 D.L.R. (3d) 248, 248-252 (C.A. Sask.); *Nordstrom c. Baumann*, [1962] R.C.S. 147; *Thibodeau c. Thibodeau*, [1960] B.R. 960; *Karakofsky c. Diner*, [1955] B.R. 510; *Shawinigan Engineering Co. c. Naud*, [1929] R.C.S. 341; *Crawford c. Montréal (Cité de)*, (1900) 30 R.C.S. 406.

135. [1929] R.C.S. 341.

136. *Ibid.*, p. 343.

137. *Weissman-Fickler c. Bouzaglo*, [2004] R.R.A. 1010, REJB 2004-6407 (C.S.); *Zanchétin c. Demontigny*, [2000] R.R.A. 298, REJB 2000-18486 (C.A.); *Hydro-Québec c. Moteurs Électriques Dupras inc.*, [1999] R.J.Q. 228, 231, REJB

le tribunal s'efforce d'éliminer la confusion créée par les témoignages divergents des experts¹³⁸.

485 – Critères – Le tribunal doit apprécier la crédibilité des témoins experts, ainsi que la valeur scientifique ou technique des faits qu'ils relatent ou des opinions qu'ils émettent. Les critères généraux relatifs à l'évaluation d'une preuve ordinaire s'appliquent à l'expertise¹³⁹. Le juge tient compte, de plus, de la nature et de l'objet de l'expertise, de la qualification et de l'impartialité de l'expert, de l'ampleur et du sérieux de ses recherches, ainsi que du lien entre les opinions proposées et la preuve¹⁴⁰. Certaines expertises présentent

- 1998-10774 (C.S.); *Auclair c. Montréal (Ville de)*, J.E. 85-970, EYB 1985-144082 (C.S.); *Australia c. Nautilus*, [1927] A.C. 145, 153; H.A. HAMMELMANN, « Expert Evidence », (1947) 11 *Modern Law Review* 35.
138. *Binet c. Montréal (Ville de)*, [2001] R.J.Q. 1894, 1900-1901 (C.S.); *Charpentier c. Compagnie d'assurances Standard Life*, [2001] R.R.A. 573, REJB 2001-25043 (C.A.); *Zanchettin c. Demontigny*, [2000] R.R.A. 298, REJB 2000-18486 (C.A.); *Halvordon Inc. c. McCellan*, [1973] R.C.S. 65, 75-76.
139. *Ricci c. 3395383 Canada inc.*, EYB 2004-65043 (C.Q.); *St-Cyr c. Fisch*, [2003] R.R.A. 618, REJB 2003-41029 (C.S.); *Veilleux c. Compagnie d'assurance-vie Pencorp*, EYB 2003-42001 (C.S.); *Gaudreault c. Cloutier*, REJB 2000-21038 (C.A.); *Droit de la famille - 1632*, [1992] R.D.F. 524 (C.S.); *Club de golf Val-Neigette inc. c. Purdel*, J.E. 91-1048 (C.A.); *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 262; *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536; *Thibodeau c. Thibodeau*, [1960] B.R. 960; *Papin c. Papin*, [1953] C.S. 337; *Shawinigan Engineering Co. c. Naud*, [1929] R.C.S. 341; L. DUCHARME, *op. cit.*, note 108, p. 826; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 658-659.
140. *Bonnier c. Haber*, J.E. 2007-2110, EYB 2007-124988 (C.S.); *Cardin c. Pelletier*, J.E. 2006-2135, EYB 2006-110430 (C.S.); *Boiler Inspection and Insurance Company of Canada c. Moody Industries Inc.*, J.E. 2006-1358, EYB 2006-107158, [2006] R.R.A. 556 (C.A.); *Compagnie d'assurances ING du Canada (Groupe Commerce, compagnie d'assurances) c. Longueuil (Ville de)*, J.E. 2005-1390, EYB 2005-91755 (C.S.); *Dicaire c. Chambly (Ville de)*, J.E. 2005-971, EYB 2005-86968 (C.S.); *Sarault c. Hamel*, J.E. 2005-971, EYB 2005-89296 (C.S.); *Tremblay c. Moquin, Ménard, Giroux, du Temple inc.*, [2004] R.R.A. 622, REJB 2004-54235 (C.S.); *J.D. c. M.R.*, J.E. 2004-940, REJB 2004-59935 (C.S.); *Beaulac c. Équipement et outillage N.D. Morin inc.*, [2004] R.R.A. 622, REJB 2004-70482 (C.S.); *Weissman-Fichler c. Bouzaglo*, [2004] R.R.A. 1010, REJB 2004-64707 (C.S.); *Boisclair c. Mercier*, EYB 2004-70731 (C.S.); *Société du Parc des îles c. Renaud*, J.E. 2004-778, REJB 2004-55595 (C.A.); *Moody Industries inc. c. Boiler Inspection and Insurance Co.*, EYB 2004-53534 (C.S.); *L'Heureux c. Lapalme*, J.E. 2002-2081, REJB 2002-35416 (C.S.); *Québec (Procureur général) c. Brossard*, J.E. 2002-359, REJB 2002-27814 (C.A.); *Audet c. Tribunal administratif du Québec*, J.E. 2001-1779, REJB 2001-26407 (C.S.); *Société R. Langlois inc. c. Société québécoise d'assainissement des eaux*, J.E. 2001-1753, REJB 2001-25632 (C.A.); *Binet c. Montréal (Ville de)*, [2001] R.J.Q. 1894, 1899-1902, REJB 2001-25650 (C.S.); *St-Jean-Major c. Cardinal Léger et ses œuvres*, [2001] R.J.Q. 1244, 1248-1250, REJB 2001-24779 (C.S.); *Placements D.P.C. inc. c. Gagnon-Bolduc*, [2001] R.R.A. 313, REJB 2001-23899 (C.A.); *Hydro-Québec c. Cyr*, [2001] R.J.Q. 413, 419-421, REJB 2000-21998 (C.S.); *Chevalier c. Hôpital*

une valeur probante supérieure parce qu'elles laissent moins de place à l'appréciation subjective¹⁴¹. Ainsi, l'opinion déduite des empreintes digitales a une valeur considérable¹⁴² tandis que les tribunaux acceptent avec plus de réserves les témoignages des experts en écriture¹⁴³. L'opinion d'une personne compétente, expérimentée et impartiale est manifestement supérieure à celle du témoin qui possède peu de connaissances ou d'expérience ou qui a intérêt à favoriser un plaideur¹⁴⁴. L'opinion qui est fondée sur des faits légalement prouvés est

Notre-Dame de Montréal, [2001] R.R.A. 167, REJB 2000-21561 (C.S.) ; *A.-A.G.-C. (Dans la situation de)*, [2001] R.J.Q. 265, 268-269, REJB 2000-22486 (C.Q.) ; *Gaudreault c. Cloutier*, REJB 2000-21038 (C.A.) ; *Hydro-Québec c. Prince*, J.E. 2000-1485, REJB 2000-19819 (C.Q.) ; *Pritchard c. Fédération, compagnie d'assurances du Canada*, REJB 2000-19484 (C.S.) ; *Hould c. Financière Manuvie*, [2000] R.R.A. 717, REJB 2000-20295 (C.S.) ; *Bolduc c. S.S.Q. Société d'assurance-vie inc.*, [2000] R.R.A. 207, REJB 2000-16041 (C.S.) ; *R. c. Lévesque*, [2000] 2 R.C.S. 487, 509-513, REJB 2000-20351 ; *Zanchettin c. Demontigny*, [2000] R.R.A. 298, REJB 2000-18486 (C.A.) ; *Bordeleau c. Hôpital St-Luc*, [2000] R.R.A. 181, REJB 2000-16569 (C.S.) ; *St-Onge c. St-Hippolyte (Municipalité de)*, [2000] R.R.A. 641, REJB 2000-19823 (C.A.) ; *Labrecque c. Provident, Life & Accident Company*, REJB 1999-14815 (C.S.) ; *Hydro-Québec c. Moteurs Électriques Dupras inc.*, [1999] R.J.Q. 228, 231, REJB 1998-10774 (C.S.) ; *Québec (Procureur général) c. Fréchette*, J.E. 99-290, REJB 1998-09971 (C.A.) ; *Thériault c. R.*, [1998] R.J.Q. 911, REJB 1998-05326 (C.S.) ; *2842-1733 Québec inc. c. Allstate du Canada, compagnie d'assurances*, [1998] R.R.A. 596 (rés.) (C.S.) ; *Montréal Pipe Line Co. c. Pétro-Canada inc.*, [1997] R.R.A. 690, REJB 1997-01627 (C.A.) ; *Victor Parent inc. c. Compagnie Fondation du Canada ltée*, [1996] R.R.A. 738, EYB 1996-84936 (C.S.) ; *Protection de la jeunesse - 763*, J.E. 95-1202, EYB 1995-72858 (C.Q.) ; *Gratton-Simard c. Compagnie T. Eaton Canada ltée*, J.E. 95-1190, D.T.E. 95T-663, EYB 1995-75710 (C.S.) ; *Protection de la jeunesse - 790*, J.E. 95-2180, EYB 1995-73177 (C.Q.) ; *Imperial Tobacco Ltd. c. Canada (P.G.)*, [1991] R.J.Q. 2260, 2266, EYB 1988-95786 (C.S.) ; *Guay-Bertrand c. R.*, J.E. 90-1276, EYB 1990-57576 (C.A.) ; *De Paoli c. Walsh & Brais Inc.*, J.E. 87-449, EYB 1987-78641 (C.P.) ; *Trouillard c. Clovis Electric Co.*, [1973] C.S. 333, 337-340 ; *Dale and Company Ltd. c. Argus Fabrics Ltd.*, [1971] C.A. 525, 530 ; *Dominion of Canada General Insurance c. Simpson*, [1969] C.S. 539, 541 ; *Coulson c. Carruthers*, [1968] C.S. 600 ; *Gold c. Gold*, [1963] C.S. 45, 62 ; *Dusseau c. Lagacé*, [1959] C.S. 392 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 657.

141. *Pelletier c. R.*, [1952] B.R. 633.

142. *Ibid.*

143. *Onset Capital Corp. c. Imprimerie M.C. Copy inc.*, J.E. 2004-2068, REJB 2004-80511 (C.Q.) ; *Tremblay c. Audet*, [1973] C.S. 693 ; *B. c. Banque Royale du Canada*, [1970] C.S. 227 ; *Griuna c. B.C.N.*, [1954] C.S. 168 ; *Brassard c. Truchon*, [1946] C.S. 240 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 653.

144. *Cormier c. Villeneuve*, 2007 QCCS 3392, J.E. 2007-1560, REJB 2007-122164 ; *Tremblay c. Systèmes Techno-pompes inc.*, [2005] R.J.Q. 615, REJB 2005-82865 (C.S.) ; *Dicaire c. Chambly (Ville de)*, J.E. 2005-971, EYB 2005-86968 (C.S.) ; *Riendeau c. Compagnie de la Baie d'Hudson*, [2004] R.J.Q. 3013, REJB 2004-72039 (C.S.) ; *Ricci c. 3395383 Canada inc.*, EYB 2004-65043 (C.Q.) ; *Binet c. Montréal (Ville de)*, [2001] R.J.Q. 1894, 1899-1901, REJB 2001-25650 (C.S.) ; *Protection de la jeunesse - 763*, J.E. 95-1202, EYB 1995-72858 (C.Q.) ; *Imperial Tobacco Ltd. c. P.G. Canada*, [1991] R.J.Q. 2260, 2266, EYB 1988-95786 (C.S.) ; *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536 ; *Dale and Company Ltd. c.*

plus convaincante que celle qui s'appuie sur des théories générales ou abstraites¹⁴⁵ ou sur du oui-dire¹⁴⁶.

486 – Témoin ordinaire et témoin expert – En principe, le tribunal devrait accorder une plus grande importance au témoin expert qu'au témoin ordinaire¹⁴⁷. L'expert a une compétence spécialisée et a pour rôle d'éclairer objectivement le juge sur des matières scientifiques et techniques. Son témoignage non contredit ne peut être écarté arbitrairement et doit être généralement accepté¹⁴⁸. Toutefois, le

- Argus Fabrics Ltd.*, [1971] C.A. 525 ; *British American Oil c. Pelletier*, [1971] C.A. 298, 306 ; *C.P.R. c. Blais*, [1969] C.S. 446 ; *Paterson and Sons c. Mannix Ltd.*, [1966] R.C.S. 180 ; *Remer Bros. Investment c. Robin*, [1966] R.C.S. 506 ; *Jasenovic c. Nussinov*, [1966] B.R. 774, 775-776 ; *Gold c. Gold*, [1963] C.S. 45, 62 ; *Brodie c. R.*, [1961] B.R. 610 ; *Lewkowicz c. Kerzewich*, [1956] R.C.S. 17 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 653-657.
145. *Dicaire c. Chambly (Ville de)*, J.E. 2008-269, EYB 2008-128378 (C.A.) ; *Bonnier c. Haber*, J.E. 2007-2110, EYB 2007-124988 (C.S.) ; *St-Alexis des-Monts (Municipalité de) c. Axa Boréal Assurance Inc.*, [2004] R.R.A. 63, REJB 2004-53774 (C.A.) ; *Binet c. Montréal (Ville de)*, [2001] R.J.Q. 1894, 1899-1902 (C.S.) ; *St-Jean-Major c. Cardinal Léger et ses œuvres*, [2001] R.J.Q. 1244, 1249-1250, REJB 2001-24779 (C.S.) ; *Hydro-Québec c. Cyr*, [2001] R.J.Q. 413, 419-421, REJB 2000-21998 (C.S.) ; *Pritchard c. Fédération, compagnie d'assurances du Canada*, REJB 2000-19484 (C.S.) ; *R. c. Charlesbois*, [2000] 2 R.C.S. 674, 689-691, REJB 2000-20903 ; *Lafleur c. Issa*, [2000] R.J.Q. 87, 95, REJB 1999-16085 (C.S.) ; *Hydro-Québec c. Moteurs Électriques Dupras inc.*, [1999] R.J.Q. 228, 231, REJB 1998-10774 (C.S.) ; 2842-1733 *Québec inc. c. Allstate du Canada, compagnie d'assurances*, [1998] R.R.A. 596 (rés.) (C.S.) ; *Montréal Pipe Line Co. c. Pétro-Canada inc.*, [1997] R.R.A. 690, REJB 1997-01627 (C.A.) ; *Tanner c. R.*, J.E. 96-69, EYB 1995-56703 (C.A.) ; *Gratton-Simard c. Compagnie T. Eaton Canada ltée*, J.E. 95-1190, EYB 1995-75710 (C.S.) ; *R. c. H. (J.)*, J.E. 92-1808, EYB 1992-75609 (C.Q.) ; *Guay-Bertrand c. R.*, J.E. 90-1276, EYB 1990-57576 (C.A.) ; *De Paoli c. Walsh & Brais inc.*, J.E. 87-449 (C.P.) ; *R. c. Moreau*, [1979] 1 R.C.S. 261 ; *C.P.R. c. Blais*, [1969] C.S. 446, [1969] R.P. 241 ; *Ratté c. Provencher*, [1964] R.C.S. 606 ; *Royal Montreal Golf c. St-Raphaël*, [1964] B.R. 223 ; *Thibodeau c. Thibodeau*, [1960] B.R. 960 ; *Dusseau c. Lagacé*, [1959] C.S. 392 ; *Price Brothers c. Lafontaine*, [1956] B.R. 277 ; *Masson c. Jutras*, [1955] B.R. 173 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 653-657.
146. *Supra*, n° 477, note 102 ; *St-Jean-Major c. Cardinal Léger et ses œuvres*, [2001] R.J.Q. 1244, 1249-1250, REJB 2001-24779 (C.S.) ; *Agostino c. Outremont (Ville de)*, [1999] R.J.Q. 2773, 2779, REJB 1999-14916 (C.Q.) ; *Ruest c. Regem*, [1951] B.R. 708 ; L. DUCHARME, *op. cit.*, note 108, p. 826.
147. *J.L. c. Coopérative de l'Ébène*, EYB 2004-81829 (C.Q.) ; *Chapleau c. Chapleau*, J.E. 2002-1676, REJB 2002-32170 (C.A.) ; *Genest c. Tribunal administratif du Québec*, J.E. 2001-1932, REJB 2001-30709 (C.S.) ; *Entreprises Nord Construction inc. c. St-Hubert (Corp. de la ville de)*, J.E. 96-2061, EYB 1996-65469 (C.A.) ; *Michaud c. Bergeron*, [1980] C.A. 246, 247 ; *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536, 537, 538 ; *X c. Mellen*, [1957] B.R. 389 ; *contra* : *Charpentier c. Compagnie d'assurances Standard Life*, [2001] R.R.A. 573, REJB 2001-25043 (C.A.).
148. *J.L. c. Coopérative de l'Ébène*, EYB 2004-81829 (C.Q.) ; *Genest c. Tribunal administratif du Québec*, J.E. 2001-1932, REJB 2001-30709 (C.S.) ; *Levasseur c. Lemieux*, [1975] C.S. 200 ; *Simard c. Soucy*, [1972] C.A. 640 ; *Remer Bros. Investment c. Robin*, [1966] R.C.S. 506, 509-512.

juge préfère souvent le témoignage d'une personne ordinaire, surtout lorsqu'il y a des divergences entre les opinions d'experts ou que l'opinion de l'expert a une faible valeur probante¹⁴⁹. Ainsi, dans la cause *Canadian Pacific Railway c. Blais*¹⁵⁰, la cour a préféré le témoignage d'ouvriers spécialisés à celui d'un ingénieur compétent.

487 – Appel – Sauf dans des circonstances exceptionnelles¹⁵¹, la Cour d'appel n'infirme pas une conclusion de fait du juge de première

149. *Centre hospitalier universitaire de Québec c. K.B.*, EYB 2008-134733 (C.S.) ; *Moumdjian c. Aubin*, J.E. 2006-2056, EYB 2006-110126, [2006] R.R.A. 827 (C.A.) ; *Doyon c. Financière Manuvie*, B.E. 2006BE-27, REJB 2005-86386 (C.S.) ; *Nasry c. Masry*, EYB 2005-86178 (C.S.) ; *E.D.G. c. M.-R.O.*, B.E. 2004BE-999 (C.A.) ; *Gagnon c. Roger Bisson inc.*, J.E. 2004-671, REJB 2004-54512 (C.S.) ; *Veilleux c. Compagnie d'assurance-vie Pencorp*, EYB 2003-42001 (C.S.) ; *St-Jean-Major c. Cardinal Léger et ses œuvres*, [2001] R.J.Q. 1244, 1249-1250, REJB 2001-24779 (C.S.) ; *Placements D.P.C. inc. c. Gagnon-Bolduc*, [2001] R.R.A. 313, REJB 2001-23899 (C.A.) ; *A.-A.G.-C. (Dans la situation de)*, [2001] R.J.Q. 265, 268-269, REJB 2000-22486 (C.Q.) ; *Multi-Chandelles inc. c. Compagnie d'assurances Missisquoi*, REJB 2000-20561, REJB 2000-20562 (C.A.) ; *Lafleur c. Issa*, [2000] R.J.Q. 87, 95, REJB 1999-16085 (C.S.) ; *Bolduc c. S.S.Q., société d'assurance-vie inc.*, [2000] R.R.A. 207, REJB 2000-16041 (C.S.) ; *Gauthier c. Froment*, J.E. 99-1126, REJB 1999-12344 (C.A.) ; *Protection de la jeunesse* – 998, J.E. 99-1254, REJB 1999-13435 (C.Q.) ; *Gestion J.B.L. inc. c. Gagnon*, J.E. 99-1791, EYB 1999-103464 (C.A.) ; *Labrecque c. Provident Life & Accident Company*, REJB 1999-14815 (C.S.) ; *Protection de la jeunesse* – 763, J.E. 95-1202 (C.Q.) ; *Gratton-Simard c. Compagnie T. Eaton Canada ltée*, J.E. 95-1190, EYB 1995-75710 (C.S.) ; *Longpré c. Société de l'assurance automobile du Québec*, J.E. 93-1592, EYB 1993-74733 (C.Q.) ; *Guay-Bertrand c. R.*, J.E. 90-1276, EYB 1990-57576 (C.A.) ; *De Paoli c. Walsh & Brais*, J.E. 87-449, EYB 1987-78641 (C.P.) ; *Cavathas c. Venne*, J.E. 82-226 (C.S.) ; *Michaud c. Bergeron*, [1980] C.A. 246 ; *R. c. Moreau*, [1979] 1 R.C.S. 261 ; *Leblond c. Leblond*, [1978] C.A. 506 ; *Tremblay c. Audet*, [1973] C.S. 693 ; *Miller c. Brues*, [1973] C.A. 902 ; *Compagnie d'assurance canadienne Mercantile c. Lévesque*, [1972] C.A. 321 ; *Algor c. Progress Plumbing Ltd.*, [1972] C.A. 611 ; *British American Oil Co. c. Pelletier*, [1971] C.A. 298, 303 ; *C.P.R. c. Blais*, [1969] C.S. 446, [1969] R.P. 241 ; *Coca-Cola Ltd. c. Cohen*, [1966] B.R. 813 ; *Gold c. Gold*, [1963] C.S. 45, 61 ; *Thibodeau c. Thibodeau*, [1960] B.R. 960 ; *Dusseau c. Lagacé*, [1959] C.S. 392 ; *Price Brothers c. Lafontaine*, [1956] B.R. 277 ; *Masson c. Jutras*, [1955] B.R. 173 ; *Australia c. Nautilus*, [1927] A.C. 145, 153 ; H.A. HAMMELMANN, *op. cit.*, note 137.
150. *C.P.R. c. Blais*, [1969] C.S. 446, [1969] R.P. 241.
151. *Infra*, nos 501-506 ; *Leduc c. Soccio*, J.E. 2007-476, EYB 2007-114713, [2007] R.R.A. 46 (C.A.). N.B. : dans cet arrêt, la Cour d'appel a infirmé un jugement parce que le juge de première instance avait écarté le témoignage d'un expert pour substituer sa propre opinion concernant les règles de l'art dans le domaine de la psychiatrie, en l'absence de preuve de ces règles. *Prince c. Hydro-Québec*, REJB 2003-49375 (C.A.) ; *Placements D.P.C. inc. c. Gagnon-Bolduc*, [2001] R.R.A. 313, REJB 2001-23899 (C.A.) ; *Compagnie d'assurance-vie de la Pennsylvanie c. English*, [1998] R.R.A. 947, REJB 1998-08825 (C.A.) ; *Gauthier c. Beaumont*, [1998] 2 R.C.S. 3 ; *Chalifoux c. Assurance-vie Desjardins inc.*, [1997] R.R.A. 945, REJB 1997-03070 (C.A.) ; *Montréal Pipe Line Co. c. Pétro-Canada inc.*, [1997] R.R.A. 690, REJB 1997-01627 (C.A.).

instance qui a entendu des témoignages contradictoires¹⁵². Cette règle s'applique lorsque cette conclusion de fait est tirée à la suite d'expertises contradictoires¹⁵³.

E. Expert nommé par le tribunal

488 – Nomination par le tribunal – L'article 414 C.p.c. permet au tribunal de nommer un expert pour l'aider dans l'examen, la constatation et l'appréciation des faits. Cette expertise est cependant un mode d'instruction exceptionnel¹⁵⁴. Par ailleurs, le juge possède un

152. *Infra*, n° 497; *Chapleau c. Chapleau*, J.E. 2002-1676, REJB 2002-32170 (C.A.).
153. *Cameron c. Cameron*, EYB 2004-85742 (C.A.); *Savard c. Québec (Ville de)*, J.E. 2004-493, REJB 2004-52825 (C.A.); *Canadian Industrial Risks Insurers c. Texel Géomembrane inc.*, J.E. 2004-2018, REJB 2004-72092 (C.A.); *Labonté c. Tanguay*, [2003] R.R.A. 774, REJB 2003-42896 (C.A.); *Laforce c. Dumont*, [2003] R.R.A. 422, REJB 2003-41305 (C.A.); *Société immobilière 1234 de la Montagne Inc. c. Ionadis*, J.E. 2003-133, REJB 2002-36424 (C.A.); *Bordeleau c. Solonyma*, [2003] R.R.A. 121, REJB 2003-38005 (C.A.); *Compagnie d'assurances La Royale du Canada c. Leblanc*, J.E. 2002-852, REJB 2002-31481 (C.A.); *Ouimette c. Canada (Procureur général)*, J.E. 2002-855, REJB 2002-31502 (C.A.); *Kastner c. Hôpital Royal Victoria*, J.E. 2002-711, REJB 2002-30041 (C.A.); *D.C. c. T.D.*, J.E. 2002-91, REJB 2001-27560 (C.A.); *Charpentier c. Compagnie d'assurances Standard Life*, [2001] R.R.A. 573, REJB 2001-25043 (C.A.); *Reliance Construction of Canada Ltd. c. Commerce and Industry Insurance Co.*, [2001] R.R.A. 587, REJB 2001-24306 (C.A.); *Tourbières Premier ltée c. Société coopérative agricole régionale de Rivière-du-Loup*, J.E. 2001-842, REJB 2001-23507 (C.A.); *Whirlpool Corp. c. Camco inc.*, [2000] 2 R.C.S. 1067, 1111-1115, REJB 2000-21503; *Agence de voyages Les Ailes d'or inc. c. Industrial Risk Insurer*, [2000] R.R.A. 879, REJB 2000-20977 (C.A.); *Gauthier c. Froment*, J.E. 99-1126, REJB 1999-12344 (C.A.); *Commonwealth Insurance Co. c. Hôtel Le Chanteclerc (1985) inc.*, [1998] R.R.A. 360, REJB 1998-05770 (C.A.); *Marché St-Grégoire inc. c. Compagnie d'assurances Continental du Canada*, [1998] R.R.A. 306, REJB 1998-04836 (C.A.); *Delgamuukw c. Colombie-Britannique*, [1997] 3 R.C.S. 1010, 1064, REJB 1997-03844; *Crédit-bail Banque Laurentienne inc. c. Robert Hunkin & Associés inc.*, J.E. 97-793, REJB 1997-00526 (C.A.); *Caisse Populaire St-Frédéric de Drummondville c. 2736-0858 Québec inc.*, J.E. 97-233, REJB 1997-00179 (C.A.); *Sioui c. Québec (Sous-ministre du Revenu)*, [1997] R.J.Q. 16, EYB 1996-65602 (C.A.); *Lefebvre c. Madore*, [1996] R.R.A. 25, EYB 1995-57613 (C.A.); *Toneguzzo-Norvell c. Burnaby Hospital*, [1994] 1 R.C.S. 114, EYB 1994-67076; *Lapointe c. Hôpital Le Gardeur*, [1992] 1 R.C.S. 351, 352, 358, EYB 1992-67846; *Charbonneau c. Union commerciale du Canada, cie d'assurances*, [1990] R.R.A. 786 (C.A.); *N.V. Bocimar S.A. c. Century Insurance Co.*, [1987] 1 R.C.S. 1247, 1250, EYB 1987-67279; *Joseph Brant Memorial Hospital c. Koziol*, [1978] 1 R.C.S. 491, 503-504; *Montana c. Les développements du Saguenay ltée*, [1977] 1 R.C.S. 32, 38; M. MORIN, « La Cour suprême et les motifs d'intervention d'une cour d'appel sur des questions de fait », (1985) R.D.J. 121, 134-135; *contra*: *Workmen's Compensation Board c. Greer*, [1975] 1 R.C.S. 347, 358.
154. 9111-6673 *Québec inc. (Jardins Ste-Émilie) c. Québec (Sous-ministre du Revenu)*, J.E. 2007-1094, EYB 2007-119049 (C.Q.) (requête en récusation d'un expert nommé par le tribunal rejetée); *SNC-Lavalin inc. c. Guardian du*

large pouvoir discrétionnaire de nommer un expert, même de sa propre initiative. L'article 414 C.p.c. pourrait même être utilisé pour ordonner à une partie de se soumettre à un test d'ADN¹⁵⁵. Sauf les cas d'abus ou d'erreur évidente, la décision du juge de première instance ne sera pas infirmée. De plus, un jugement ordonnant une expertise ne peut faire l'objet d'un appel immédiat¹⁵⁶.

489 – Comparaison avec le témoin expert – Il existe des similitudes et des différences entre l'expert choisi par les parties et celui désigné par le tribunal. Ainsi, comme dans le cas du témoin expert, les parties litigieuses peuvent interroger et contre-interroger l'expert nommé par le tribunal¹⁵⁷. Elles peuvent également faire une preuve contraire au contenu de son rapport¹⁵⁸. De plus, le tribunal n'est pas lié par le rapport de l'expert qu'il a choisi. Il doit évaluer et peser son rapport ainsi que son témoignage selon les mêmes règles et les mêmes critères que les autres témoins¹⁵⁹. D'autre part, contrairement au témoin expert, l'expert choisi par le tribunal peut assigner et interroger des témoins¹⁶⁰. De plus, la seule production de son rapport est une preuve suffisante des faits qui y sont contenus, sans qu'il soit obligatoirement tenu de rendre témoignage devant le tribunal¹⁶¹.

Canada (Nordique (La), compagnie d'assurances du Canada), J.E. 2006-1107, EYB 2006-105461 (C.A.) (tardiveté de la demande de récusation de l'expert nommé par le tribunal); *G.V. c. P.-G.F.*, B.E. 2006BE-608, REJB 2006-104871, [2006] R.L. 225 (C.S.); *Simon c. Koenig*, REJB 2004-52833 (C.S.); *Saint-Jean-sur-Richelieu (Ville de) c. Baldo Lumia inc.*, J.E. 2002-1815, REJB 2002-34287 (C.S.); *R.-M.T.-M. c. B.M.*, J.E. 2001-1923, REJB 2001-27220 (C.S.); *Johnson c. Ngo*, J.E. 2001-1138, REJB 2001-24938 (C.S.); *F.D. c. J.S.*, [1989] R.D.J. 308, EYB 1989-79704 (C.S.).

155. *A.P. c. L.D.*, [2001] R.J.Q. 16, REJB 2000-21326, [2001] R.D.F. 12 (rés.) (C.A.).
156. *Droit de la famille – 2636*, J.E. 97-788, REJB 1997-00547 (C.A.); *Club de Golf Val-Neigette inc. c. Purdel*, J.E. 91-1048, EYB 1991-58244 (C.A.).
157. *Touchette c. Poulin*, J.E. 78-45 (C.A.); *Gauthier c. Séguin*, [1969] B.R. 913; *Boivin c. Rémillard*, [1969] C.S. 203, 205; R. BOUCHER, D. GRÉGOIRE, J. DESLAURIERS et K. D. BEAUSOLEIL, *op. cit.*, note 10, p. 68.
158. *Montréal (Ville de) c. Lerner*, [1979] C.A. 152; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 261.
159. Art. 421, 423 C.p.c.; *Club de Golf Val-Neigette inc. c. Purdel*, J.E. 91-1048, EYB 1991-58244 (C.A.); *Giroux c. Gendron*, 23 mai 1978, 09-000516-773 (C.A.), rapporté dans H. REID et D. FERLAND, *Code de procédure civile annoté du Québec*, vol. 3, Supplément 1979-1982, Montréal, Wilson & Lafleur, 1983, p. 372; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 261; *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536; *Thibodeau c. Thibodeau*, [1960] B.R. 960; *Papin c. Papin*, [1953] C.S. 337; *Shawinigan Engineering Co. c. Naud*, [1929] R.C.S. 341; L. DUCHARME, *op. cit.*, note 108, p. 826.
160. Art. 420 C.p.c.; *Pétroles Sherbrooke inc. c. Gestion F.F.T. Canada inc.*, J.E. 87-237, EYB 1986-69403 (C.S.); *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259; *Canadian International Paper Co. c. R.*, [1967] C.S. 242.
161. Art. 423 C.p.c.; *Rolls-Royce Ltd. c. Commission de la santé et de la sécurité du travail*, J.E. 97-932, REJB 1997-00559 (C.A.); *Mathieu c. Beauceville (Corp. de*

490 - Pouvoir de recueillir une preuve - L'expert nommé en vertu de l'article 414 C.p.c. a le pouvoir de faire enquête et de recueillir une preuve hors de cour. Dans l'arrêt *Ville de Montréal c. Lerner*¹⁶², M. le juge Monet s'exprime comme suit :

[...] un expert nommé par la cour en application de l'article 414 C.P. est sujet à récusation pour les mêmes causes que celles applicables aux juges (art. 417 C.P.), doit donner son serment écrit de remplir sa fonction fidèlement et avec impartialité avant d'entrer en fonction (art. 418 C.P.), a les pouvoirs d'assigner des témoins par voie de subpoena et de leur faire prêter serment (art. 420 C.P.), et, en revanche, peut se rendre coupable d'outrage s'il refuse de déposer son rapport ou retarde indûment à le faire (art. 424 C.P.).¹⁶³

491 - Observation des règles d'enquête - L'inobservation de certaines formalités essentielles peut entraîner la nullité du rapport d'un expert ou son inaptitude à continuer son expertise¹⁶⁴. Ainsi, le rapport d'un expert ne peut aller au-delà de la mission que le tribunal lui a confiée en se prononçant sur le bien-fondé des prétentions de fait des parties quant aux principales questions de responsabilité civile invoquées au procès¹⁶⁵. Pour obtenir le rejet du rapport d'un expert, un plaideur doit établir l'inaccomplissement des formalités essentielles et non de simples irrégularités. Les tribunaux ont refusé à plusieurs reprises d'annuler une expertise, notamment parce que la partie qui en demandait le rejet invoquait des irrégularités qui n'impliquaient pas le non-respect des principes fondamentaux de l'enquête¹⁶⁶. Par ailleurs, dans l'arrêt *West End Clinic Inc. c. Irish*¹⁶⁷, M. le juge Turgeon, de la Cour d'appel du Québec, expose :

la ville de, [1993] R.J.Q. 827, EYB 1991-74068 (C.S.) ; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 262 ; *Papin c. Papin*, [1953] C.S. 337 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 652.

162. [1979] C.A. 152.

163. *Ibid.*, p. 154.

164. Art. 423 C.p.c. ; *Messer Griesheim Industries Canada Inc. c. Tecnogaz Québec inc.*, J.E. 2000-1014, REJB 2000-18250 (C.S.) ; *Rolls-Royce Ltd. c. Commission de la santé et de la sécurité du travail*, J.E. 97-932, REJB 1997-00559 (C.A.) ; *West End Clinic Inc. c. Irish*, [1972] R.P. 405 (C.A.) ; *Hubermont c. Dorr*, 31 octobre 1980, Montréal, n° 500-09-001522-788 (C.A.), rapporté dans H. REID et D. FERLAND, *op. cit.*, note 106, p. 334 ; R. COMTOIS « Le rapport du praticien », (1981-82) 84 R. du N. 170.

165. *Rolls-Royce Ltd. c. Commission de la santé et de la sécurité du travail*, J.E. 97-932, REJB 1997-00559 (C.A.).

166. *Morin c. St-Georges de Windsor (Municipalité de)*, REJB 2001-24368 (C.S.) ; *Pétroles Sherbrooke inc. c. Gestion F.F.T. Canada inc.*, J.E. 87-237, EYB 1986-69403 (C.S.) ; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259 ; *Canadian International Paper Co. c. R.*, [1967] C.S. 242.

167. [1972] R.P. 405 (C.A.).

Il est de règle, comme le soutient l'appelante, que les tribunaux doivent accueillir favorablement les rapports d'expert et ne les rejeter que pour des raisons graves.

Cependant, en cette matière, il faut distinguer entre les formalités substantielles et celles qui, ne l'étant pas, ne constituent que de simples irrégularités. Règle générale, l'inobservation des formalités substantielles a pour conséquence de porter atteinte aux droits des parties.

Dans la présente cause, comme nous l'avons vu, l'expert n'a pas donné avis du lieu et de la date de ses opérations et il n'a pas entendu les parties, procureurs et leurs témoins. Il a procédé unilatéralement sans égard aux droits des parties qui n'ont pas pu lui soumettre leurs pièces et leurs prétentions.

En vertu du concept de justice naturelle, c'est le droit fondamental d'une partie d'être entendue avant que ne soit rendue une décision qui affecte ses droits. D'ailleurs ce principe est consacré par l'article 419 C.p.c. qui oblige l'expert à donner aux parties un avis d'au moins cinq jours de la date et du lieu où commenceront ses opérations¹⁶⁸.

492 – Rapport – Avant l'expiration du délai fixé par le tribunal, l'expert désigné doit produire au greffe un rapport de ses opérations et de ses conclusions auquel il joint la preuve de son assermentation, ainsi que les documents et les témoignages qu'il a recueillis. Ce rapport doit être suffisamment détaillé et motivé, de manière à ce que le tribunal soit en mesure d'apprécier lui-même les faits. S'il y a plusieurs experts et qu'ils sont unanimes, ils peuvent faire un seul et même rapport¹⁶⁹.

Ce rapport, ces documents et ces témoignages font partie de la preuve, sans que l'expert nommé soit obligé de témoigner¹⁷⁰. Toutefois, les parties peuvent interroger et contre-interroger l'expert nommé¹⁷¹ ou présenter une preuve contraire aux faits et aux opinions contenus dans son rapport et les documents qui y sont annexés¹⁷².

168. *Ibid.*, p. 408.

169. Art. 421 C.p.c.

170. Art. 423 C.p.c. ; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 262 ; *Papin c. Papin*, [1953] C.S. 337 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 652.

171. *Touchette c. Poulin*, J.E. 78-45 (C.A.) ; *Gauthier c. Séguin*, [1969] B.R. 913 ; *Boivin c. Rémillard*, [1969] C.S. 203, 205 ; R. BOUCHER, D. GRÉGOIRE, J. DESLAURIERS et K. D. BEAUSOLEIL, *op. cit.*, note 10, p. 68.

172. *Roy c. Faucher Speer*, J.E. 2003-1977, REJB 2003-49285 (C.S.) ; *Club de Golf Val-Neigette inc. c. Purdel*, J.E. 91-1048, EYB 1991-58244 (C.A.) ; *Montréal (Ville de) c. Lerner*, [1979] C.A. 152 ; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 261.

493 – Valeur probante – Le rôle de l'expert choisi en vertu de l'article 414 C.p.c. est d'éclairer le juge dans des matières scientifiques, comptables ou techniques présentant un certain degré de complexité. Le juge n'est pas lié par son rapport. Il doit l'apprécier et le peser de la même manière que celui des autres témoins¹⁷³. Cependant, l'expert nommé par le tribunal est indépendant des parties. Contrairement au témoin expert, il est moins susceptible d'être influencé par un plaideur ou son procureur. Ceci augmente la valeur probante de son rapport¹⁷⁴. Le juge peut parfois attacher une plus grande importance à la version des témoins experts ou ordinaires qu'au rapport de l'expert qu'il a désigné¹⁷⁵.

Sous-section IV – Rôle des tribunaux d'appel dans l'appréciation de la preuve testimoniale

A. Cour d'appel

494 – Généralités – Le droit d'appel est exceptionnel. Il n'existe que lorsque le législateur l'accorde expressément¹⁷⁶. Dans les matières civiles, les jugements finals de la Cour supérieure et de la Cour d'appel peuvent faire l'objet d'un appel de plein droit, si la valeur de l'objet du litige en appel n'est pas inférieure à un montant déterminé¹⁷⁷. Cet appel peut porter tant sur les faits que sur le droit. Cependant, ce n'est que dans des cas exceptionnels que la Cour

173. Art. 423 C.p.c. ; *Rolls-Royce Ltd. c. Commission de la santé et de la sécurité du travail*, J.E. 97-932, REJB 1997-00559 (C.A.) ; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 262 ; *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536 ; *Papin c. Papin*, [1953] C.S. 337 ; *Shawinigan Engineering Co. c. Naud*, [1929] R.C.S. 341 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 658-659.

174. 9045-6740 *Québec inc. c. 9049-6902 Québec inc.*, J.E. 2006-733, EYB 2006-102264 (C.S.) (requête en récusation d'un expert nommé par le tribunal rejetée) ; *Tremblay c. Systèmes Techno-pompes inc.*, [2005] R.J.Q. 615, REJB 2005-82865 (C.S.) ; *Charron c. Drolet*, J.E. 2005-916, EYB 2005-89563 (C.A.) ; *Ferland c. Tremblay*, [1976] C.A. 259, 262 ; *Simard c. Soucy*, [1972] C.A. 640 ; *Schwardzwald c. Bistricev*, [1967] B.R. 459 ; *Bergstrom c. G.*, [1967] C.S. 513 ; *Vézina c. D.*, [1961] C.S. 245, 269 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 658-659 ; R. BOUCHER, D. GRÉGOIRE, J. DESLAURIERS et K. D. BEAUSOLEIL, *op. cit.*, note 10, p. 66-67.

175. *Charron c. Drolet*, J.E. 2005-916, EYB 2005-89563 (C.A.) ; *Donolo Inc. c. St-Michel Realities Inc.*, [1971] C.A. 536 ; *Shawinigan Engineering Co. c. Naud*, [1929] R.C.S. 341 ; J.P. LANDRY, *op. cit.*, note 21, p. 658-659.

176. *Bernstein c. R.*, [1989] R.D.J. 202, EYB 1989-63184 (C.A.) ; *Levinson c. Royal Victoria Hospital*, [1983] R.D.J. 28 (C.A.) ; *Denis-Cossette c. Germain*, [1982] 1 R.C.S. 751 ; *Reid c. Ferland*, [1981] C.A. 183 ; *Rose c. R.*, [1972] C.A. 829.

177. Art. 26 C.p.c.

D-2000-102 R-3401-98

2 juin 2000

PRÉSENTS :

M^c Marc-André Patoine, B.A., LL.L
M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA
M. François Tanguay
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

**La liste des intéressés apparaissant à la page
suivante**
Intéressés

Décision concernant les questions à débattre, les documents et informations à produire avec la demande amendée, l'échéancier et les frais de la phase informationnelle.

Audience relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport de l'électricité (Loi sur la Régie de l'énergie, chapitre R-6.01, art. 48 à 51)

Liste des intéressés

- Action Réseau Consommateur et Fédération des Associations Coopératives d'Économies Familiales du Québec (ARC/FACEF);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des constructeurs de routes et grands travaux du Québec (ACRGTO);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ);
- Coalition industrielle formée de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCI), l'Association des industries forestières du Québec ltée (AIFQ) et de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) (Coalition industrielle);
- Groupe STOP et Stratégie Énergétique (STOP/SÉ);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAMÉ/UDD);
- New York Power Authority (NYPA);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	4
2. CONTEXTE ET BUT DE LA PRÉSENTE DÉCISION.....	5
3. CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES.....	7
3.1 Directive numéro 1.....	7
3.2 Activités non réglementées.....	13
3.3 Présentation et modification des conventions comptables.....	15
3.4 Conciliation des données tarifaires de transÉnergie avec les états financiers consolidés vérifiés d'Hydro-Québec pour 1999.....	16
3.5 Fermeture réglementaire des livres.....	18
3.6 Principes réglementaires.....	19
4. LISTE DES QUESTIONS À DÉBATTRE, DOCUMENTS ET INFORMATIONS À PRODUIRE.....	19
4.1 Thème 1 : Contexte économique et énergétique.....	20
4.2 Thème 2 : Planification du réseau de transport.....	27
4.3 Thème 3 : Base de tarification.....	37
4.4 Thème 4 : Structure de capital et taux de rendement.....	45
4.5 Thème 5 : Dépenses d'opération.....	52
4.6 Thème 6 : Revenus requis.....	55
4.7 Thème 7 : Allocation des coûts.....	56
4.8 Thème 8 : Conception des tarifs.....	64
4.9 Thème 9 : Qualité de la prestation du service.....	70
4.10 Thème 10 : Autres conditions d'accès au réseau de transport.....	72
5. CONFIDENTIALITÉ.....	76
6. TRADUCTION.....	78
7. ÉCHÉANCIER.....	79
8. PAIEMENT DES FRAIS POUR LA PHASE INFORMATIONNELLE.....	84
ANNEXE I.....	93
ANNEXE II.....	97
ANNEXE III.....	99

1. INTRODUCTION

Le 1^{er} mai 1998, Hydro-Québec¹ dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité. Cette demande, portant le numéro de dossier R-3401-98, est présentée en vertu des articles 48 et suivants de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi).

À la suite du dépôt de la demande du 1^{er} mai 1998, Hydro-Québec dépose, le 8 mai 1998, un document préparé par sa Direction des affaires réglementaires dont l'objet est « *Énoncés de principes réglementaires* ». Hydro-Québec indique que la détermination de ces principes est préalable à l'audition par la Régie de sa demande concernant l'établissement des tarifs de transport d'électricité.

Le 12 juin 1998, la Régie rend la décision D-98-39 qui annonce, de manière préalable à l'audition de la demande R-3401-98, la tenue d'une audience publique sur l'établissement de principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs de transport d'électricité, soit le dossier R-3405-98.

La tenue d'une audience sur les principes réglementaires a alors pour conséquence de suspendre le traitement du dossier R-3401-98 sur les tarifs de transport jusqu'à ce que soit terminée l'étude du dossier R-3405-98³.

Le 27 janvier 1999, pendant l'étude du dossier R-3405-98, le gouvernement du Québec adopte, en vertu des articles 110 et 111 de la Loi et par le Décret numéro 53-99, la Directive numéro 1 (la Directive) du ministre des Ressources naturelles.

Le 9 mars 1999, la Régie applique la Directive sur la base du principe de la présomption de validité⁴. Cette directive fait l'objet d'une requête en jugement déclaratoire en Cour supérieure du district de Montréal⁵, et la cause est prise en délibérée au cours de la semaine du 18 janvier 2000.

¹ La Régie rappelle que la demanderesse, dans le présent dossier, est Hydro-Québec et non sa division administrative responsable du transport, TransÉnergie. En conséquence, la Régie utilise TransÉnergie uniquement lorsque le contexte le requiert.

² L.R.Q., c. R-6.01.

³ Lettre de la Régie de l'énergie à Hydro-Québec, 3 juillet 1998, confirmant la suspension du dossier R-3401-98.

⁴ Décision D-99-34, 9 mars 1999, page 11.

⁵ Dossier 500-05-048735-995.

L'étude du dossier R-3405-98 se termine par la décision finale D-99-120 le 16 juillet 1999⁶, laquelle applique la Directive. Cette décision énonce des principes généraux devant servir d'assise pour la fixation des tarifs de transport d'électricité d'Hydro-Québec.

Par la suite, réactivant le dossier R-3401-98 dans sa décision procédurale D-99-205 rendue le 18 novembre 1999, la Régie annonce son intention de procéder au traitement de cette demande en deux phases et exige le dépôt de la demande amendée d'Hydro-Québec pour le 4 juillet 2000.

Le 31 janvier dernier, la Régie rend sa décision D-2000-09 dans laquelle elle accorde 16 statuts d'intervenant et cinq demandes de paiement de frais préalables dans le présent dossier. En date du 14 février 2000, l'intervenant AQER s'est désisté. Suite à une demande tardive de l'intéressé OPG, la Régie lui accorde le statut d'intervenant dans sa décision D-2000-52, rendue le 30 mars 2000.

La première phase comprend trois séances d'information ayant pour objectif principal de faciliter l'échange d'information. Ces séances se tiennent les 15 février, 1^{er} mars et 15 mars 2000.

La deuxième phase, qui consiste en l'étude de la demande d'Hydro-Québec dans le cadre d'audiences publiques, débute par une rencontre préparatoire qui se tient les 12 et 13 avril 2000.

2. CONTEXTE ET BUT DE LA PRESENTE DECISION

En se référant aux articles 26, 27 et 28 de la Loi, la Régie considère utile de convoquer les participants à une rencontre préparatoire afin de leur permettre de présenter leurs positions sur les questions à débattre et identifier les documents et informations à fournir en support à la demande amendée d'Hydro-Québec. Le contenu de cette rencontre est rapporté *in extenso* dans les notes sténographiques (NS) qui font preuve des représentations des participants à ces journées.

⁶ Décision D-99-120, 16 juillet 1999.

Cette rencontre est demandée par des intervenants suite à la publication de la décision D-99-120⁷ et s'inscrit dans la logique des pratiques de la Régie en matière de gaz naturel qui demande aux distributeurs dans les décisions tarifaires, de traiter différents sujets dans le dossier tarifaire de l'année suivante. Le présent dossier est une première pour Hydro-Québec, et la détermination des questions à débattre en rencontre préparatoire s'impose pour garder la présente audience dans des limites raisonnables eu égard à la durée et à la portée de l'audience.

Dans la décision générique sur les frais⁷, la Régie mentionne qu'elle entend favoriser les rencontres préparatoires dans le but de mieux organiser le déroulement des audiences et faciliter le contrôle du coût de la réglementation.

« La Régie conçoit que plus les intervenants auront, préalablement à la préparation de leur intervention, des indications quant aux questions à débattre, quant à sa nature de l'audience et à la durée, plus il sera facile de prévoir et de contrôler le coût de la réglementation. »

[...]

« La Régie, de plus, favorisera la tenue de rencontres préparatoires au sens de l'article 28 de la Loi sur la Régie de l'énergie, permettant notamment de circonscrire les débats et d'identifier les points de convergence des intérêts des participants. La tenue de telles rencontres permettra en définitive de mieux organiser le déroulement des audiences. »

La présente décision prend assise également sur les principes développés dans la décision D-99-120 et les divers principes réglementaires applicables, fruit de nombreuses années d'expériences en réglementation de la distribution du gaz naturel et qui s'appliquent à « toutes matières visées dans la loi » par l'article 159 de la Loi.

La présente décision porte sur le caractère « d'opportunité » de l'ensemble des suggestions qui lui sont faites avant et pendant la rencontre préparatoire, à partir de la liste suggestive des sujets que la Régie a transmise aux participants en date du 16 mars 2000. Les questions à débattre ainsi que les documents et les informations retenus dans la présente décision doivent être intégrés dans la demande amendée d'Hydro-Québec en plus des engagements qu'Hydro-Québec avait pris lors de la rencontre préparatoire à l'égard des suggestions des

⁷ Décision D-99-124, 22 juillet 1999, page 4.

intervenants. Les questions non retenues dans la présente, sont celles dont les participants n'ont pu convaincre la Régie de l'importance de les mettre à l'ordre du jour de la présente cause.

La Régie a précédemment indiqué que, malgré l'intérêt que peuvent susciter certains sujets, tous ne peuvent être abordés ensemble la première année. La plupart des participants l'ont d'ailleurs reconnu. En même temps, il est des sujets qui sont incontournables.

La Régie pourra toutefois accepter d'ajouter ou de retrancher certains sujets, sur demande d'un participant, si des motifs sérieux et sur la base de faits et/ou arguments nouveaux ayant trait aux impacts tarifaires que pourrait avoir le traitement de tels sujets pertinents à une tarification de transport sont invoqués⁸. Les sujets exclus ne le sont que pour la présente audience et pourront être suggérés pour les prochaines audiences.

3. CONSIDERATIONS GÉNÉRALES

Avant que la Régie ne tranche sur les sujets traités lors de la rencontre préparatoire, il lui apparaît nécessaire d'élaborer sur diverses considérations générales qui ont une incidence directe sur la poursuite du présent dossier.

3.1 DIRECTIVE NUMÉRO 1

Plusieurs des participants à la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000 ont rappelé, à divers degrés, l'impact de la Directive sur la présente cause tarifaire.

La Directive s'énonce comme suit :

« Directive numéro 1 à la Régie de l'énergie

Conformément aux articles 110 et 111 de la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c. R-6.01), le ministre des Ressources naturelles donne à la Régie de l'énergie la directive suivante :

⁸ Dossier R-3426-99, Décision D-99-189, page 4.

1. La Régie de l'énergie doit poursuivre comme orientation et objectifs généraux la continuité et la pérennité :

1° de l'uniformité territoriale de la tarification du transport d'électricité sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec;

2° de la reconnaissance des activités d'Hydro-Québec antérieures au nouveau régime applicable. À cette fin :

a) elle doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, reconnaître comme prudemment acquis et utiles pour l'établissement de la base de tarification :

i) tous les actifs de transport d'électricité en exploitation inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec à la date de l'entrée en vigueur du règlement requis en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73 et pris en vertu du paragraphe 6° de l'article 114 de la Loi sur la Régie de l'énergie;

ii) tous les actifs de transport dont la construction a été autorisée par le gouvernement en vertu du septième alinéa de l'article 29 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5) avant la date de l'entrée en vigueur du règlement requis en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73 et pris en vertu du paragraphe 6° de l'article 114 de la Loi sur la Régie de l'énergie ou a été exemptée de cette autorisation avant cette date en vertu du septième alinéa de l'article 29 précité, lesquels sont inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec comme étant devenus en exploitation après cette date;

b) elle doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, reconnaître comme nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service les dépenses découlant des contrats relatifs aux activités de transport conclus avant le 27 janvier 1999. »

2. La présente directive entre en vigueur le 27 janvier 1999. »

Position d'Hydro-Québec

Pour Hydro-Québec, rappelant ce que la Régie avait déjà décidé dans la décision D-99-34 à l'égard de son assujettissement à la Directive malgré sa contestation en Cour supérieure, la présente audience ne devrait pas servir comme une autre

opportunité de contester la Directive. Le dossier tarifaire du transport d'électricité qu'entend déposer Hydro-Québec sera, affirme-t-elle, « [...] pour l'instant, [...] préparé d'une façon conforme à la directive. »⁹

Par la suite, en répondant aux questions du procureur de la Régie sur la façon concrète d'appliquer la Directive à l'égard de la détermination des actifs de transport, Hydro-Québec a eu ces commentaires :

*« [...] Alors, pour appliquer la directive, il faut premièrement déterminer qu'il s'agit bel et bien des actifs de transport. Et la directive ne s'applique pas, selon moi, à LG-2. Puis LG-2 ne se retrouvera pas dans les actifs de transport. »*¹⁰

De plus, Hydro-Québec a rappelé¹¹ les conclusions de la Régie dans l'Avis 98-01 à l'effet que l'article 2 n'ayant pas été modifié, la loi telle que libellée actuellement ne permet pas de débat sur la question des coûts d'intégration au réseau existant CIRE.¹²

« 2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par :

[...]

« réseau de transport d'électricité » : l'ensemble des installations destinées à acheminer l'électricité, ainsi que les lignes de transport à haute tension et les postes de répartition et de transport, autres que les équipements de production et le réseau de distribution d'électricité »;

[...] »

Position des intervenants

Plusieurs intervenants (Coalition industrielle, ARC/FACEF, ACEF de Québec, ROEE¹³, STOP/SÉ¹⁴, CERQ¹⁵) ont accordé de l'importance à la méthode

⁹ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 24 et 25.

¹⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 66 à 70.

¹¹ NS, 13 avril 2000, volume 1, page 23.

¹² En anglais, Generation Related Transmission Assets (GRTA'S), la Régie utilise le terme CIRE dans la présente décision.

¹³ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 7.

¹⁴ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 2.

d'allocation des actifs entre la production, le transport et la distribution, et plus particulièrement à la question des CIRE.

Pour la Coalition industrielle¹⁶, l'allocation des actifs entre les fonctions du réseau est une priorité qui va au cœur de la détermination de la base de tarification de TransÉnergie. Hydro-Québec est toujours une entreprise intégrée et tant qu'il n'y aura pas une imputation acceptable et conforme aux principes réglementaires reconnus des coûts et des actifs entre la fonction production, la fonction transport et la fonction distribution, on ne pourra jamais être assuré que les tarifs de transport qui en découlent sont justes et raisonnables.

Selon la Coalition industrielle, la Directive a peut-être réglé la question de savoir si les actifs qui sont présentement chez Hydro-Québec ont été prudemment acquis, sont utiles et peuvent être reconnus comme tels pour les fins de la base de tarification d'Hydro-Québec. Toutefois, la Coalition industrielle est d'avis que la Directive ne règle pas la question de l'imputation des actifs entre les fonctions du réseau. En effet, elle soutient :

« [...] mais est-ce que cela veut dire qu'elle règle la question de l'imputation des actifs entre les fonctions du réseau, c'est-à-dire entre les fonctions production, transport et distribution? À ce que je sache, je n'ai pas lu, dans la directive, d'indications à l'effet qu'il faut prendre pour du cash toutes les imputations qui ont été décidées unilatéralement et à l'interne chez Hydro-Québec quant à savoir si un actif donné doit être imputé à la fonction production, transport ou distribution [...]. Alors je pense que cette directive ne règle pas la question de l'allocation spécifique des actifs entre les fonctions du réseau.

[...]

Et je vais même aller un pas plus loin : même si on nous disait que certains actifs appartiennent à certaines fonctions particulières, qu'est-ce qui empêche la Régie, pour des fins tarifaires, pour les fins de fixation de tarifs justes et raisonnables, de considérer que les coûts d'actifs de transport qui sont plus associés à la production ne devraient pas être inclus dans les tarifs de transport des usagers du Québec, que c'est injuste à leur égard que c'est fait pour des fins de production? »¹⁷

¹⁵ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 204.

¹⁶ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 36

¹⁷ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 70 et 71.

De plus, pour la Coalition industrielle¹⁸, les CIRE et le traitement des exportations sont les enjeux susceptibles d'avoir des conséquences réelles en dollars pour le tarif de transport. Le producteur du Québec qui veut vendre son électricité en Nouvelle-Angleterre devient d'autant moins compétitif avec Hydro-Québec, si les choix de centres de production éloignés d'Hydro-Québec font augmenter son tarif de transport¹⁹.

La Coalition industrielle a rappelé que la Régie avait reporté la question des CIRE au présent dossier lors de l'audience sur l'article 167²⁰.

L'ARC/FACEF inclut dans sa liste de sujets « *une étude sur la méthode d'allocation des actifs entre les fonctions du réseau et toute la question des CIREs (GRTAs)* ». À cet égard, ARC/FACEF déclare qu'il « *serait à tout le moins hasardeux de tenter de déterminer un tarif sans avoir préalablement et correctement défini les services fournis afin de catégoriser les actifs utilisés pour la fourniture de ces services et en imputer les coûts de façon adéquate* »²¹.

Selon le GRAME/UDD, l'imputation de tous les CIRE à la production, en augmentant le coût de la production hydraulique, aurait un effet à la baisse sur les tarifs de transport pour l'électricité produite, par exemple, par les centrales de turbine à gaz situées près de Montréal. Ceci nuirait à la situation concurrentielle de l'hydroélectricité²².

Pour le ROEE, la présomption de validité de la Directive est « *une incertitude qui plane sur la cause* »²³.

Pour l'ACEF de Québec, bien identifier et évaluer, de manière juste et équitable, les actifs associés à la fonction de transport est un enjeu prioritaire et nécessite, en plus de l'identification des activités, une preuve à l'effet que la structure fonctionnelle et l'organisation comptable de TransÉnergie au sein d'Hydro-Québec évitent « *d'avantager indûment certaines activités (ex. les exportations) au détriment de la clientèle régulière* »²⁴.

¹⁸ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 54.

¹⁹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 41.

²⁰ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 37.

²¹ Position de l'ARC/FACEF, 3 avril 2000, page 3.

²² NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 154 et 155.

²³ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 105 et 106.

²⁴ Position de l'ACEF de Québec, 3 avril 2000, page 3.

Opinion de la Régie

La présente audience porte sur l'activité de transport telle que définie par la Loi et la Directive.

La Cour supérieure étant saisie d'une requête concernant la validité de la Directive, la Régie adopte une attitude de déférence à l'égard de cette Cour et maintient la position prise dans la décision D-99-34 dans le cadre du dossier R-3405-98 en égard à la présomption de validité de la Directive. La Régie se conforme à la Directive adoptée en vertu de la Loi.

Ainsi, il apparaît pertinent, aux fins de bien exercer les pouvoirs que lui attribue la Loi en matière de tarification, que la Régie demande à Hydro-Québec une identification des actifs de transport. La Régie est d'avis que l'application de la Directive exige qu'Hydro-Québec fasse la preuve :

- que les actifs inclus dans la base de tarification font partie du réseau de transport d'électricité;
- que ces actifs sont inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec;
- que les actifs ont été autorisés par le gouvernement lorsque requis;
- et dépose en preuve un sommaire des registres comptables contenant les informations pertinentes à la présente cause et avec un niveau de détail qui permet à la Régie de donner suite à la présente décision.

Hydro-Québec doit également identifier les dépenses découlant des contrats relatifs aux activités de transport, nécessaires pour assumer le coût de prestation de service, conclus avant le 27 janvier 1999.

Hydro-Québec a invité le personnel de la Régie à examiner ses registres²⁵. Cependant, la Régie est d'avis que cet examen ne peut servir de preuve du contenu des registres d'Hydro-Québec.

La Régie prend note des prétentions de certains intervenants que les actifs de transport peuvent servir à des fonctions distinctes, par exemple : le transport de l'électricité des centrales éloignées, la desserte de clients spécifiques alimentés en haute tension, l'interconnexion avec les réseaux voisins, la transformation aux tensions de production ou distribution, etc.

²⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 24 et 25.

La Régie considère que les fonctions remplies par divers actifs de transport peuvent constituer une question à débattre dans la présente audience, dans la mesure où les intervenants respectent la Directive et la Loi.

En conséquence, elle requiert qu'Hydro-Québec fournisse les données adéquates sur les actifs de transport pour permettre d'identifier les diverses fonctions du réseau de transport et qu'elle alloue les coûts par fonction du réseau.

La Régie prend acte du principe énoncé dans la Directive de l'uniformité territoriale de la tarification du transport de l'électricité sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec. Cependant, elle considère que ceci n'implique pas nécessairement une allocation uniforme des coûts ni des tarifs uniformes.

3.2 ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec a ajouté, à la toute fin de sa liste de suggestions, le sous-thème « *exclusion des activités non réglementées* »²⁶.

Position des intervenants

Les intervenants ont exprimé leurs préoccupations face aux activités non réglementées ainsi qu'à leur impact sur la division TransÉnergie.

L'ARC/FACEF²⁷, la Coalition industrielle, STOP/SÉ²⁸, NYPA²⁹ et le RNCREQ³⁰ ont fait part de leurs préoccupations relativement à l'identification, la quantification et la distinction entre les activités réglementées et non réglementées ainsi que la méthodologie d'allocation. La Coalition industrielle veut, pour sa part, éviter la *pollution* des tarifs par des revenus ou des dépenses d'activités qui n'ont rien à voir avec l'activité monopolistique transport³¹.

²⁶ Position d'Hydro-Québec, 3 avril 2000, annexe, pages 2 et 3.

²⁷ Position de l'ARC/FACEF, 3 avril 2000, page 3.

²⁸ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 4.

²⁹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 158.

³⁰ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 2.

³¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 44 et 45.

Pour la Coalition industrielle, les exportations et les contrats particuliers constituent un sujet connexe aux activités non réglementées³². La Coalition industrielle se questionne quant au traitement comptable et réglementaire des revenus et dépenses associés à l'utilisation des actifs de transport de TransÉnergie pour la desserte des marchés d'exportation et pour les contrats particuliers³³.

Documents et informations requis

La Coalition industrielle a demandé l'identification précise, la quantification et le traitement comptable et réglementaire qui sera réservé aux activités non réglementées connexes aux activités relevant de la responsabilité de TransÉnergie³⁴.

Hydro-Québec répond qu'elle traitera cette demande³⁵.

Opinion de la Régie

La Régie rappelle à Hydro-Québec et aux intervenants que dans sa décision D-99-120, elle a déclaré qu'elle préférerait « *disposer des informations nécessaires à la compréhension de l'activité considérée avant de statuer sur les critères à utiliser pour juger du caractère réglementé ou non de celle-ci, ainsi que sur la séparation appropriée des coûts.* »³⁶

Tel qu'annoncé dans la décision D-99-120, la Régie entend élaborer une politique de prix de transfert dans le présent dossier et s'attend à recevoir des propositions des participants en ce sens.

À la lumière de ce qui précède, la Régie demande à Hydro-Québec un niveau d'information suffisant sur chacune des activités afin de permettre à la Régie de déterminer leur statut réglementé ou non et la séparation appropriée des coûts.

³² NS, 12 avril, volume 1, pages 42 et 43.

³³ Position de la Coalition, 3 avril 2000, page 7.

³⁴ Position de la Coalition industrielle, 3 avril 2000, page 7.

³⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 35.

³⁶ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 28.

De plus, en ce qui concerne les critères de séparation des coûts, la méthodologie du coût complet et toute autre méthodologie utilisée, le cas échéant, devront être expliquées dans un niveau de détail suffisant pour une compréhension adéquate des matières à décider.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec traitera la demande de la Coalition industrielle relative à l'identification précise, la quantification et le traitement comptable et réglementaire qui sera réservé aux activités non réglementées connexes aux activités relevant de la responsabilité de TransÉnergie.

3.3 PRÉSENTATION ET MODIFICATION DES CONVENTIONS COMPTABLES

Position d'Hydro-Québec

Selon Hydro-Québec, son dossier tarifaire reflétera de façon générale les pratiques et conventions comptables actuelles et, le cas échéant, justifiera les modifications qui seront proposées³⁷.

Position des intervenants

Selon le ROEE, la Régie devrait approuver les principales procédures et méthodes comptables qui affectent de façon significative ses prévisions de revenus requis et le niveau de ses tarifs de transport pour l'année témoin³⁸.

Documents et informations requis

Le ROEE a demandé la production, pour approbation, d'un recueil des principales méthodes et procédures comptables incluant notamment les méthodes d'amortissement, le traitement proposé des immobilisations en cours, le traitement des frais reportés ainsi que la pertinence et la définition d'un fonds de roulement réglementaire³⁹.

³⁷ Position d'Hydro-Québec, 3 avril 2000, page 2.

³⁸ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 10.

³⁹ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 11.

En réplique, Hydro-Québec déclare avoir présenté ses pratiques et conventions comptables les plus importantes lors des séances d'information. Ces pratiques et conventions seront présentées de la même façon dans le dossier tarifaire. Si quelque modification que ce soit est demandée, elle sera identifiée et justifiée⁴⁰. De plus, Hydro-Québec soutient qu'il sera loisible aux intervenants et à la Régie de questionner et d'obtenir plus d'informations sur ces points.

Enfin, Hydro-Québec n'a pas l'intention de préparer ou de soumettre un recueil pour approbation. Selon Hydro-Québec, la décision de la Régie sur les tarifs de transport constituera une approbation des principales méthodes et procédures comptables que la Régie aura acceptées comme telles ou modifiées dans sa décision finale. Ce sera le processus normal des causes tarifaires qu'Hydro-Québec proposera⁴¹.

Opinion de la Régie

La Régie demande à Hydro-Québec de présenter ses principales pratiques et conventions comptables en fournissant un niveau de détail suffisant afin de permettre une bonne compréhension de ces conventions et plus particulièrement pour les méthodes d'amortissement, les immobilisations en cours et les frais reportés. Toutefois, aucun format particulier n'est requis pour cette présentation.

3.4 CONCILIATION DES DONNÉES TARIFAIRES DE TRANSÉNERGIE AVEC LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS VÉRIFIÉS D'HYDRO-QUÉBEC POUR 1999

Position des intervenants

Le ROEE se questionne sur la justesse des données présentées par Hydro-Québec pour TransÉnergie par rapport aux données globales d'Hydro-Québec. L'intervenant soutient que : « [...] si on ne regarde pas l'ensemble de la situation, on ne peut pas attester si les tarifs sont justes et raisonnables »⁴².

⁴⁰ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 19.

⁴¹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 47.

⁴² NS, 12 avril 2000, volume 1, page 112.

Pour le CERQ, il est important de s'assurer que les coûts se retrouvent au bon endroit. Il se demande comment la Régie peut exercer ses devoirs et obligations, sans avoir l'allocation des coûts entre les actifs de transport, les actifs de distribution ou les actifs de production⁴³. La conciliation des données de TransÉnergie avec les états financiers vérifiés d'Hydro-Québec constitue un niveau d'information minimum afin de s'assurer de la réalité des données⁴⁴.

L'ACEF de Québec affirme que l'examen des états financiers réels d'Hydro-Québec lui permettrait de partir de chiffres réels et l'aiderait à situer les données présentées pour la division TransÉnergie. Il compare l'information soumise pour TransÉnergie à un « *puzzle* » dont on a jamais vu l'ensemble et qu'on doit examiner pièce par pièce⁴⁵.

Opinion de la Régie

La Régie considère qu'il est important de s'assurer de l'intégralité des données fournies pour l'établissement des tarifs de transport, c'est-à-dire qu'elles sont complètes et pertinentes.

Hydro-Québec a affirmé, lors de l'audience portant sur les principes réglementaires, que les états financiers par division sont disponibles depuis 1998⁴⁶. Elle a affirmé de plus que l'addition de ces états financiers permet d'obtenir les états financiers consolidés vérifiés présentés au rapport annuel d'Hydro-Québec⁴⁷.

Hydro-Québec devra fournir la conciliation des données tarifaires de TransÉnergie pour l'année historique (1999) avec les états financiers vérifiés d'Hydro-Québec de la même année.

Cette conciliation devra inclure les étapes suivantes :

- 1° la conciliation des données tarifaires avec les états financiers complets de TransÉnergie pour l'année historique (1999), puis;

⁴³ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 201 et 213.

⁴⁴ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 214 et 215.

⁴⁵ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 178.

⁴⁶ Décision 99-120, 16 juillet 1999, page 9.

⁴⁷ Dossier R-3405-98, NS, 19 mai 1999, page 34.

2° la conciliation des états financiers complets de TransÉnergie pour 1999 avec les états financiers consolidés vérifiés d'Hydro-Québec pour la même année.

3.5 FERMETURE RÉGLEMENTAIRE DES LIVRES

Position d'Hydro-Québec

Comme elle l'avait déjà exprimé lors du dossier R-3405-98, Hydro-Québec a réitéré dans la présente audience l'opinion selon laquelle la Régie ne peut l'astreindre à un traitement réglementaire du trop-perçu, par exemple, par la fermeture de livre, parce qu'il n'y a pas, dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*, contrairement à la *Loi sur la Régie gaz naturel*⁴⁸, de fondement législatif pour de tels éléments.

Hydro-Québec soutient qu'en l'absence de fondements législatifs, il n'y a pas lieu d'établir un tel mécanisme. Hydro-Québec s'appuie sur la décision de la Cour suprême dans la cause *Bell Canada. c. C.R.T.C.*⁴⁹

Position des intervenants

Pour sa part, la Coalition industrielle plaide, sur la fermeture réglementaire, les mêmes arguments qu'à l'égard des comptes de nivellement et des mécanismes de rendement incitatif. Elle recherche également une décision de principe à l'égard du traitement réglementaire du trop-perçu en s'appuyant sur la Décision G-275 rendue par la Régie en 1981⁵⁰ à savoir que l'opportunité de tels événements apparaissent dans les questions à débattre.

Certains intervenants ont adoptée la même position que la Coalition industrielle sur cette question⁵¹.

⁴⁸ L.R.Q., c. R-8.02. (abrogé)

⁴⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 26.

⁵⁰ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 47 à 49.

⁵¹ RNCREQ, NS, 12 avril 2000, volume 1, page 91. ARC/FACEF, NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 172 et 173.

Opinion de la Régie

Dans la décision D-99-120, la Régie indiquait, au sujet de la fermeture réglementaire, son désaccord avec la position d'Hydro-Québec⁵² en ces termes :

« La Régie estime que l'utilisation de l'année témoin projetée soulève, de façon plus marquée que l'utilisation d'un autre type d'année témoin, la question de la justesse des données à l'origine des tarifs puisque des projections sont à la base de ce type d'analyse. Pour des fins de contrôle et de suivi, la Régie dispose cependant de tous les outils réglementaires nécessaires, contrairement à ce qu'Hydro-Québec affirme⁵³, tels que la fermeture réglementaire des livres, afin de s'assurer du caractère juste et raisonnable des tarifs en vigueur. »⁵⁴

La Régie considère que l'opportunité de décider si une fermeture réglementaire des livres est nécessaire fait partie de l'exercice de ses pouvoirs en matière de tarification et en fait une question à débattre. La jurisprudence dans le gaz naturel montre que la fermeture des livres a été retenue comme partie intégrante du régime réglementaire appliqué aux distributeurs.

3.6 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

La Régie rappelle que la demande amendée d'Hydro-Québec doit se conformer aux principes généraux retenus par la Régie dans la cause R-3405, tel qu'énoncé dans la décision D-99-120. Hydro-Québec devra, de plus, fournir les informations requises en relation avec les principes réglementaires retenus.

4. LISTE DES QUESTIONS A DEBATTRE, DOCUMENTS ET INFORMATIONS A PRODUIRE

En plus des considérations générales présentées précédemment, la Régie se prononce dans le présent chapitre sur les suggestions des participants en lien avec sa liste annexée à sa lettre du 16 mars 2000.

⁵² Décision D-99-120, dossier R-3405-98, 16 juillet 1999, page 10.

⁵³ Décision D-98-12, pages 5 et 6 et articles 31 (5), 75 et 159 de la Loi en référence à l'ordonnance G-396.

⁵⁴ Décision D-99-120, dossier R-3405-98, 16 juillet 1999, page 13.

4.1 THÈME 1 : CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

La liste de la Régie suggérait les sous-thèmes suivants :

- Contexte de la demande tarifaire
- Principales hypothèses économiques et énergétiques

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec propose les sous-thèmes suivants :

Contexte de la demande tarifaire

- Mission et objectifs de TransÉnergie
- Organigramme et effectifs de TransÉnergie
- Présentation du réseau de TransÉnergie
- Application des principes réglementaires énoncés par la Régie
- Processus budgétaire de TransÉnergie

Principales hypothèses économiques et énergétiques

- Inflation
- Taux d'intérêt
- Taux de change
- Prévisions énergétiques

En rencontre préparatoire, Hydro-Québec mentionne que les présentes audiences ne devraient pas servir pour remettre en question sa participation à l'ouverture des marchés d'électricité en Amérique du Nord, laquelle est reconnue, notamment, par la politique énergétique du gouvernement⁵⁵.

Selon Hydro-Québec, il est important de réaliser que l'allocation des coûts de transport des charges québécoises aux tarifs d'électricité D, G, M, L, ainsi qu'aux contrats spéciaux, ne sera pas faite dans la présente cause⁵⁶. De plus, tant que les tarifs d'électricité sont gelés, les coûts de transport qui seront déterminés dans la présente cause tarifaire n'auront aucun impact sur ces tarifs d'électricité⁵⁷.

⁵⁵ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 22.

⁵⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 7.

⁵⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 27.

En réponse aux demandes de certains intervenants de clarifier sa position au sujet de la phase I de la requête originalement déposée dans la présente cause, Hydro-Québec mentionne qu'elle la fera connaître lors du dépôt de sa requête amendée⁵⁸.

Position des intervenants

L'ARC/FACEF demande qu'Hydro-Québec justifie la fixation du quantum demandé dans la présente cause. À cette fin, il désire un « *débat sur la pertinence pour les consommateurs québécois d'électricité, sur la rentabilité et le cas échéant les modalités devant être respectées, compte tenu du contexte énergétique, économique social et culturel de la décision de participer à l'ouverture des marchés américains de l'électricité* »⁵⁹.

Comme première priorité, la Coalition industrielle considère qu'il est important pour la Régie de bien mesurer l'impact qu'auront les tarifs de transport proposés par Hydro-Québec dans le présent dossier sur les factures des usagers du Québec. Selon l'intervenant, il ne faut pas perdre de vue que les tarifs intégrés auxquels sont assujettis tous les usagers du Québec sont gelés jusqu'au 30 avril 2002 et, potentiellement, jusqu'en 2004. Il importe donc de connaître dès maintenant l'impact qu'aura la décision dans le présent dossier et ce, autant pendant la période du gel tarifaire que par la suite⁶⁰. Cette préoccupation est partagée par l'ACEF de Québec⁶¹ et l'ARC/FACEF⁶².

Le CERQ désire que les services offerts par TransÉnergie et les modalités de facturation soient examinées⁶³.

Pour sa part, le ROEE, compte tenu que l'entreprise Hydro-Québec intégrée est elle-même à la fois le principal client et l'unique pourvoyeur de capitaux de sa division TransÉnergie, désire traiter de l'encadrement général dans lequel cette

⁵⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 27.

⁵⁹ Position de l'ARC/FACEF, 3 avril 2000, page 2.

⁶⁰ Position de la Coalition Industrielle, 3 avril 2000, page 2.

⁶¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 178 et 179.

⁶² NS, 12 avril 2000, volume 1, page 162.

⁶³ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 8.

division exerce ses activités à l'intérieur de l'entreprise intégrée⁶⁴. Cette demande est formellement appuyée par l'ARC/FACEF⁶⁵.

Le GRAME/UDD souhaite l'ajout du sous-thème « *clarification de la situation concurrentielle de l'électricité produite par Hydro-Québec dans le marché régional (par rapport à l'électricité produite par d'autres producteurs) et ses implications sur les besoins et possibilités de transport* ». Il souhaite également l'ajout du sous-thème « *sensibilité de la situation concurrentielle de l'électricité produite par Hydro-Québec en fonction du choix de tarifs de transport* »⁶⁶.

Le RNCREQ compte examiner l'allocation des coûts entre l'exportation et l'usage domestique; il juge important que l'exportation paie ses propres coûts.⁶⁷

Certains intervenants ont fait référence à la requête initiale d'Hydro-Québec qui alléguait que la phase 1 de sa requête servirait à déterminer le prix unitaire moyen du transport aux fins du calcul du prix de la fourniture du distributeur, le tout conformément aux modalités présentées à la Régie de l'énergie, dans le cadre du dossier R-3398-98⁶⁸. Le CERQ demande à Hydro-Québec de préciser sa position sur le sujet⁶⁹. Pour le RNCREQ, cette question n'est plus pertinente et l'intervenant demande à la Régie de donner des orientations à Hydro-Québec en ce sens⁷⁰. L'ARC/FACEF fait part de ses préoccupations à l'effet de voir le tarif déterminé dans le cadre de la présente cause utilisé ultérieurement dans une formule permettant une déréglementation de la production d'Hydro-Québec telle que proposée par le distributeur dans la cause R-3398-98, ce à quoi s'oppose formellement l'intervenant⁷¹.

Documents et informations requis

La Coalition industrielle considère que la Régie devrait avoir accès à différents types d'informations. Premièrement, l'intervenant mentionne qu'elle désire obtenir la quantification détaillée, avec pièces justificatives à l'appui, de la

⁶⁴ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 3.

⁶⁵ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 170.

⁶⁶ Position du GRAME/UDD, 3 avril 2000.

⁶⁷ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 87.

⁶⁸ Dont notamment le CERQ, le RNCREQ, l'ARC/FACEF et le ROEE.

⁶⁹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 201.

⁷⁰ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 92.

⁷¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 168 et 169.

composante transport qui est présentement facturée aux usagers du Québec et ce, pour chaque catégorie tarifaire⁷².

Selon Hydro-Québec, cette demande est impossible à remplir. Elle mentionne que, présentement, cette allocation des coûts de transport dans les tarifs d'électricité n'est pas faite⁷³.

Deuxièmement, la Coalition industrielle mentionne que la Régie devrait avoir accès aux modifications tarifaires proposées par rapport au niveau de la composante transport actuellement incluse dans les tarifs intégrés d'Hydro-Québec, et ce, pour chaque catégorie tarifaire. Ces modifications devraient, de plus, être expliquées avec pièces justificatives à l'appui⁷⁴.

En réplique, Hydro-Québec répond que « [...] *l'allocation des coûts de transport dans les tarifs d'Hydro-Québec ne sera pas faite dans la présente cause* [...] »⁷⁵.

Troisièmement, la Coalition désire que soit précisé le traitement comptable et réglementaire qui sera proposé pour la récupération prospective des écarts décrits précédemment⁷⁶.

Hydro-Québec mentionne qu'il n'y a pas, pour l'instant, de projet de récupération prospective quelconque pour ces écarts, et il est donc impossible de traiter du traitement comptable et réglementaire⁷⁷.

Le ROEE demande d'obtenir une schématisation complète, à l'aide de « *flow charts* » et notes explicatives, du réseau des relations d'affaires de TransÉnergie avec les autres composantes organisationnelles d'Hydro-Québec⁷⁸.

En réponse à cette demande, Hydro-Québec mentionne qu'il y aura une preuve pour expliquer les relations d'affaires de TransÉnergie avec les autres composantes organisationnelles d'Hydro-Québec⁷⁹. Le format que prendra cette preuve reste à déterminer.

⁷² Position de la Coalition Industrielle, 3 avril 2000, page 4.

⁷³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 33.

⁷⁴ Position de la Coalition Industrielle, 3 avril 2000, page 4.

⁷⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 33.

⁷⁶ Position de la Coalition industrielle, 3 avril 2000, page 4.

⁷⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 33.

⁷⁸ Position du ROEE, 12 avril 2000, volume 1, page 4.

⁷⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 39.

Le ROEE demande une schématisation du cheminement et de l'ampleur des flux monétaires correspondants indiquant clairement la valeur absolue et relative, ainsi que les transferts entre les diverses composantes d'Hydro-Québec dans leurs relations clients-fournisseurs.

En réponse, Hydro-Québec indique qu'elle présentera ces transferts, dans la mesure où les coûts de TransÉnergie seront établis et qu'il y aura effectivement des transferts entre TransÉnergie et d'autres composantes d'Hydro-Québec dans une relation client-fournisseur. Cependant, de façon large et englobante, tel que requis par cette demande, Hydro-Québec n'a pas l'intention de le soumettre⁸⁰.

Le ROEE demande également que soit déposée une étude à caractère socio-économique qui illustre les degrés de dépendance et de dominance entre les différentes composantes d'Hydro-Québec et qui mesure l'impact croisé de la situation de marché sur le partage effectif de risque entre ces composantes. Cette étude doit également inclure une démonstration qu'il est dans l'intérêt économique des consommateurs québécois d'électricité qu'Hydro-Québec procède dès maintenant à l'implantation de la segmentation tarifaire des services de transport d'électricité de la façon proposée dans sa requête amendée⁸¹. Cette demande est appuyée par ARC/FACEF⁸².

Selon Hydro-Québec, de telles études à caractère socio-économique n'existent pas et elle n'a pas l'intention d'en faire pour les fins de la présente cause. Hydro-Québec mentionne qu'à bien des égards, il n'y a pas lieu de faire de telles études ou que ce serait impossible d'en faire, entre autres pour ce qui mesurerait l'impact croisé alors qu'il n'y en a pas⁸³.

Le GRAME/UDD demande des études (sur la situation concurrentielle de l'électricité produite par Hydro-Québec) provenant de diverses sources : des études internes d'Hydro-Québec, des études du MRN, des études provenant d'organismes indépendants.

⁸⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 39 et 40.

⁸¹ Position du ROEE, 3 avril, page 10.

⁸² NS, 12 avril 2000, volume 1, page 166.

⁸³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 46.

Le CERQ demande le dépôt des contrats de service entre TransÉnergie et la division service énergétique et les modalités de transfert des engagements au groupe production⁸⁴.

Hydro-Québec mentionne que des questions pourront lui être posées sur ce point, ces arrangements font partie de l'opération du contrat du service de transport, et c'est un sujet qu'elle reconnaît pertinent à la cause⁸⁵.

Le CERQ demande également le dépôt du rapport et des recommandations de novembre 1996 transmis au gouvernement par Hydro-Québec, pour justifier l'ouverture du marché de gros et l'adoption du Règlement numéro 652⁸⁶.

Opinion de la Régie

La Régie constate que les participants sont généralement en accord avec sa proposition à l'effet d'introduire le thème « *Contexte économique et énergétique* » comme sujet devant être traité dans la présente cause tarifaire. La Régie prend acte de la position d'Hydro-Québec de traiter ce thème dans son dépôt.

Contexte de la demande tarifaire

La Régie est d'avis que ce thème devra inclure notamment les sous-thèmes proposés à la section correspondante à la lettre d'Hydro-Québec du 3 avril 2000, soit :

- Mission et objectifs de TransÉnergie
- Organigramme et effectifs de TransÉnergie
- Présentation du réseau de TransÉnergie
- Application des principes réglementaires énoncés par la Régie
- Processus budgétaire de TransÉnergie

La Régie rappelle que l'objet de la présente cause tarifaire est le transport de l'électricité. Toute utilisation du réseau de transport d'électricité, peu importe la

⁸⁴ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 9.

⁸⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 57.

⁸⁶ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 9.

finalité, que ce soit pour les fins de desservir le marché du Québec, réaliser des exportations ou tout autre usage des lignes de transport, est réglementée. Il est à noter que les exportations en soi d'Hydro-Québec ne font pas l'objet de la présente cause; le seul lien existant avec les activités d'exportation concerne l'utilisation du réseau de transport aux fins d'exportation. Ce sont les tarifs et conditions prévus au contrat du service de transport qui sont à l'étude dans la présente cause.

La Régie ne compte remettre en question ni l'opportunité pour Hydro-Québec de participer à l'ouverture des marchés américains de l'électricité dans le cadre de la présente cause ni l'adoption du Règlement numéro 652. En conséquence, la Régie rejette la demande du ROEE à l'effet de demander à Hydro-Québec de déposer une étude à caractère socio-économique et celles du CERQ relatives à ces sujets.

Compte tenu de la situation d'entreprise intégrée verticalement d'Hydro-Québec, le présent thème devra inclure une explication détaillée des différentes relations d'affaires et contractuelles que TransÉnergie entretient avec les autres unités d'affaires d'Hydro-Québec. Les modalités de facturation et la méthode de recouvrement du revenu requis de transport et de toutes modifications de ce dernier auprès des autres divisions (dont distribution et production) d'Hydro-Québec devront faire l'objet de précisions de la part d'Hydro-Québec. La Régie laisse cependant Hydro-Québec décider du format que prendra sa preuve sur le sujet et rejette donc les demandes du ROEE à l'effet de faire déposer des schématisations des relations d'affaires, du cheminement et de l'ampleur des flux monétaires entre les composantes d'Hydro-Québec. La Régie prend cependant acte qu'Hydro-Québec présentera une preuve pour expliquer des relations d'affaires de TransÉnergie avec les autres composantes organisationnelles d'Hydro-Québec.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec mentionne que la modalité de transfert des engagements de la division « *Services énergétiques* » au groupe « *Production* » fera partie de l'opération du contrat du service de transport et qu'il s'agit d'un sujet pertinent à la cause.

La Régie prend note de la préoccupation de certains intervenants ayant trait à l'impact des tarifs de transport sur les factures des usagers québécois. La Régie considère cependant que la quantification de cet impact ne l'aidera pas à atteindre son objectif de déterminer les tarifs des services de transport. De plus, les tarifs

finaux payés par les consommateurs feront l'objet d'une cause tarifaire indépendante. La Régie ne retient donc pas cette suggestion et n'oblige pas Hydro-Québec à déposer les documents requis par ces intervenants pour traiter de ce sujet.

La Régie rejette le sous-thème tel que proposés par le GRAME/UDD. Cependant, elle ajoute aux questions à débattre la situation concurrentielle de l'électricité transitée par TransÉnergie dans le marché régional (Québec et marchés avoisinants) et ses implications sur les besoins et possibilités de transport, ainsi que la sensibilité de la situation concurrentielle de l'électricité transitée par TransÉnergie en fonction du choix de tarif de transport.

La Régie prend acte de l'engagement d'Hydro-Québec de faire connaître sa position, lors du dépôt de sa requête amendée, à l'égard de la phase I de sa requête originale⁸⁷.

Principales hypothèses économiques et énergétiques

La Régie est d'avis que ce thème devra inclure les sous-thèmes proposés à la section correspondante à la lettre d'Hydro-Québec du 3 avril 2000, soit :

- Inflation
- Taux d'intérêt
- Taux de change
- Prévisions énergétiques

4.2 THÈME 2 : PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

La liste de la Régie suggérerait les sous-thèmes suivants :

Planification du réseau de transport

- Prévisions des ventes
- Ventes par types de service
- Projection des pointes mensuelles⁸⁸

⁸⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 27.

⁸⁸ Lettre de la Régie, 16 mars 2000, annexe.

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec propose les sous-thèmes suivantes :

Besoins de la clientèle

- Prévisions des besoins par type de services
 - Charge locale
 - Charge du service en réseau intégré
 - Charge du service point à point
- Projection des pointes annuelles et mensuelles
- Demande de pointe des clients ≥ 44 kV
- Demande de pointe des clients ≤ 35 kV
- Pointe d'été/Pointe d'hiver
- Méthodologie du calcul des taux de pertes⁸⁹

Lors de la rencontre préparatoire, Hydro-Québec a souligné que la cause tarifaire ne doit pas être confondue avec une demande qui serait faite en vertu de l'article 73 de la Loi pour obtenir l'autorisation de construire des immeubles ou des équipements destinés au transport d'électricité. Hydro-Québec affirme de plus que ce n'est pas non plus une opportunité pour proposer, commenter ou critiquer quelque règlement ou projet de règlement que la Régie pourrait adopter en vertu de l'article 114 de la Loi en vue de l'application de l'article 73⁹⁰.

En réplique aux commentaires des intervenants concernant les prévisions de la demande et la planification du réseau du transport, Hydro-Québec a indiqué qu'elle prépare des prévisions de charges sur un horizon de dix ans et que ces prévisions seront présentées à la Régie dans le dossier tarifaire⁹¹. Hydro-Québec a également précisé que les prévisions des charges couvriront les livraisons selon entente et que la projection des pointes annuelles et mensuelles pourra être présentée par poste de transformation si requis⁹².

Hydro-Québec a également signalé que les nouveaux projets, prévus pour l'année témoin, seront présentés avec les explications ou les justifications requises et que les intervenants pourront la questionner sur ces projets⁹³.

⁸⁹ Position d'Hydro-Québec, 3 avril 2000, annexe.

⁹⁰ NS, 12 avril 2000, volume 2, pages 25 et 26.

⁹¹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 29.

⁹² NS, 13 avril 2000, volume 2, page 80.

⁹³ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 29 et 68 à 69.

Quant aux pertes énergétiques, Hydro-Québec a indiqué qu'elle présentera les renseignements requis, mais qu'elle ne traitera pas des pertes ou des gains économiques associés aux exportations, aux contrats d'achat-revente ou aux contrats spéciaux⁹⁴.

Position des intervenants

La majorité des intervenants se sont déclarés en accord avec les sujets qui ont été proposés par la Régie, et six d'entre eux, soit l'AREQ, la Coalition industrielle, Gazoduc TQM, NYPA, OC et SCGM, n'ont pas jugé nécessaire d'émettre des commentaires spécifiques sur la planification du réseau de transport.

Quatre intervenants, soit OPG, le RNCREQ, STOP/SÉ et ROEE, ont particulièrement commenté la question de la planification du réseau de transport. OPG considère qu'une attention spéciale devra être apportée au thème 2, notamment en ce qui concerne la *Projection des pointes mensuelles*⁹⁵. À la rencontre préparatoire, OPG a précisé sa préoccupation à l'égard de la prévision de la demande en raison de son influence sur la capacité d'accès au réseau de transport : « [...] si la demande en distribution est surestimée, ça va également accaparer plus le réseau de transport, ce qui va diminuer d'autant la capacité d'accès à ce réseau de transport-là, pour des gens qui pourraient transiter de l'électricité via ce réseau de transport-là. »⁹⁶

Le RNCREQ a identifié quatre sujets prioritaires à traiter, dont la planification des besoins en nouvelles installations (ajouts à la base de tarification) dans une perspective de développement durable⁹⁷, dans sa version amendée de la liste de la Régie et dont nous reproduisons la section concernée ci-après :

« 2. Planification du réseau de transport

- *Prévision des ventes*
- *Projection des pointes mensuelles par poste* ^(a)
- *Responsabilités du transporteur* ^(a)
- *Identification d'éventuels besoins d'additions à la base de tarification* ^(a)

⁹⁴ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 29.

⁹⁵ Position de OPG, 3 avril 2000, page 1.

⁹⁶ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 79.

⁹⁷ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 1.

- Identification et évaluation des solutions de rechange (offre ou demande) ^(a)

- Processus décisionnel, y compris de consultation des parties intéressées ^(a)

3. Base de tarification

- Immobilisations en exploitation

- Additions aux immobilisations

- Justification des additions planifiées (relativement aux solutions de rechange) ^(a)

- Plan d'investissement ^(a) » ⁹⁸

Pour le RNCREQ, il est primordial que la Régie oriente, encadre et surveille la planification du réseau de transport bien avant l'année où de nouvelles installations pourraient s'avérer nécessaires. Selon cet intervenant, en l'absence d'une telle planification, non seulement la fiabilité du réseau pourrait-elle être mise en doute, mais plusieurs options pour assurer cette fiabilité se trouvant du côté de la demande pourraient être négligées ou de facto exclues par le transporteur⁹⁹.

Le RNCREQ a soutenu que la Régie ne peut se contenter d'attendre que des propositions d'ajouts aux actifs lui soient soumises dans les causes tarifaires annuelles et a demandé que les modalités d'approbation de telles additions dans des causes tarifaires futures soient reconnues comme une question à débattre dans le cadre de la cause R-3401-98.¹⁰⁰

Le RNCREQ a indiqué aussi que la question de la planification du réseau est également présente dans les modalités prévues pour l'exécution d'une étude d'impact sur le réseau, telles que précisées à l'Appendice D du Contrat du service de transport d'Hydro-Québec.¹⁰¹

Le RNCREQ soumet également que les solutions de rechange à une addition à la base de tarification ne doivent pas être limitées aux variantes dudit projet de transport mais qu'elles doivent inclure également celles associées tant à l'offre qu'à la demande^{102, 103}.

⁹⁸ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 3.

⁹⁹ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 7.

¹⁰⁰ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 7.

¹⁰¹ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 7.

¹⁰² Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 7.

¹⁰³ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 85.

STOP/SÉ a également identifié le sujet 2 parmi les principaux thèmes qu'il souhaite aborder, notamment les projections de l'évolution de la demande de 2001 à 2016, les besoins prévus en fiabilité et les équipements prévus, les besoins prévus en puissance réactive et les suites à donner sur l'horizon de planification à long terme aux recommandations de la *Commission Nicolet 2*¹⁰⁴. L'intervenant ajoute que les additions aux immobilisations prévues en 2001 devraient être examinées dans le contexte de la planification à long terme¹⁰⁵.

Lors de la rencontre préparatoire, cet intervenant a réitéré l'importance à accorder à la planification du réseau, incluant les hypothèses économiques de base qui seront retenues et les hypothèses spécifiques en termes de besoins énergétiques qui en découlent¹⁰⁶. Il a souligné que, selon l'article 29.2 du Règlement numéro 659¹⁰⁷, la planification de la demande en réseau intégré se fait sur une base minimale de dix ans et cet horizon est basé sur l'Ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en vigueur aux États-Unis. Il demande cependant que l'horizon de planification soit de quinze ans¹⁰⁸ en raison des longs délais entre le moment où une décision est prise de développer le réseau d'une certaine manière et le moment où ce développement en question est construit et mis en service.

Le ROEE considère que la liste suggérée par la Régie situe les questions relatives à la planification du réseau de transport dans une perspective essentiellement commerciale, fondée sur les prévisions de ventes de TransÉnergie. Pour cet intervenant, « *la planification du réseau transcende ces considérations pour inclure des considérations d'ordre plus techniques liées à la satisfaction des besoins du principal client en réseau intégré... Ces autres considérations qui affecteront sans équivoque les tarifs de prestation du service de transport sont liées aux besoins de raccordement spécifiés par le client entre des points précis d'intégration au réseau de transport d'Hydro-Québec (TransÉnergie) pour des installations de production, de distribution québécoise ou d'exportation.* »¹⁰⁹

¹⁰⁴ Position STOP/SÉ, 3 avril 2000, page 2.

¹⁰⁵ Position STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 2.

¹⁰⁶ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 140.

¹⁰⁷ Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau, R.R.Q. 1981, c. H-5, r. 0.3.

¹⁰⁸ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 141.

¹⁰⁹ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 9.

Pertes

Le traitement des pertes associées au transport de l'électricité a été abordé par plusieurs intervenants dont l'ACEF de Québec, le CERQ et l'ARC / FACEF. L'ARC/FACEF suggère que la question de l'identification et imputation des pertes sur le réseau au niveau de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec soit traitée spécifiquement¹¹⁰. Lors de la rencontre préparatoire, l'intervenant a précisé que sa préoccupation à cet égard était en fonction des activités liées aux exportations d'Hydro-Québec, et plus particulièrement au niveau du service point à point et de l'achat-revente¹¹¹.

Le CERQ a aussi demandé que la Régie examine la détermination et l'imputation des pertes associées aux exportations et aux activités d'achat-revente, ainsi que l'incidence du point de réception sur l'imputation des pertes¹¹². Cet intervenant s'intéresse aux pertes de transport générées par les activités d'exportations ou d'achat-revente tant en termes énergétiques qu'en termes de pertes économiques qui y sont associées¹¹³.

L'ACEF de Québec se préoccupe également de la problématique des pertes envisagées sous différents aspects¹¹⁴.

Documents et informations requis

Le RNCREQ a identifié cinq documents ou renseignements requis pour procéder à l'étude de la planification du réseau de transport¹¹⁵ :

1. Un rapport détaillant les régions ou secteurs où TransÉnergie prévoit un manque de capacité de transport dans les années à venir.

Hydro-Québec a mentionné qu'elle fournira cette information pour l'année-témoin¹¹⁶.

¹¹⁰ Position de ARC/FACEF, 3 avril 2000, pages 2 et 3.

¹¹¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 172.

¹¹² Position du CERQ, 3 avril 2000, page 8.

¹¹³ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 216 à 219.

¹¹⁴ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 191.

¹¹⁵ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 5.

¹¹⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 36.

2. Les prévisions de la demande déposées auprès de TransÉnergie par ses clients en réseau intégré.

Hydro-Québec présentera la prévision des charges sur un horizon de dix ans¹¹⁷.

3. Les options actuellement à l'étude pour répondre à ces besoins prévus.

Hydro-Québec a réaffirmé qu'elle traitera des ajouts au réseau pour l'année témoin¹¹⁸.

4. Une analyse des options de rechange aux ajouts à la base de tarification, permettant d'assurer une capacité de transport suffisante pour répondre aux besoins des usagers.

Hydro-Québec a indiqué qu'elle pourra répondre aux préoccupations des intervenants sur les options qui ont été envisagées pour l'année-témoin¹¹⁹.

Quant au ROEE, il a demandé que des précisions soient fournies sur les éléments inclus dans la planification du réseau de transport et leur reflet dans la base de tarification de l'année témoin qui contribuent directement à satisfaire i) les besoins internes d'Hydro-Québec ainsi que les points d'origine et de destination concernés, et ii) les besoins de raccordement aux fins d'exportation¹²⁰.

Hydro-Québec a répliqué que les prévisions des charges seront indiquées et que les besoins de raccordement aux fins d'exportation et d'importation, s'il y en a, le seront également pour l'année témoin 2001¹²¹.

¹¹⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 37.

¹¹⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 37, 68 et 69.

¹¹⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 37 et 68 à 69.

¹²⁰ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 7.

¹²¹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 45.

L'intervenant STOP/SÉ a, pour sa part, identifié cinq informations nécessaires à l'examen des projections de croissance de la demande de 2001 à 2016 :

- La demande pour chaque catégorie de consommateurs;
- La concurrence des autres formes d'énergie pour chacun de ces marchés;
- La demande d'électricité pour les véhicules électriques;
- Les besoins générés sur le réseau afin d'intégrer des sources de production distribuée;
- Le transit d'électricité transfrontalier (import et export, avec chacun des réseaux voisins).¹²²

En réplique, Hydro-Québec a rappelé qu'elle déposera les prévisions de charge sur une période de dix ans et non pas sur quinze ans. Ces prévisions ne seront pas détaillées par catégorie de consommateurs et ne préciseront pas non plus des demandes particulières comme celles pour les véhicules électriques¹²³.

Enfin, le CERQ a également précisé les informations qu'il souhaitait voir déposer dans la requête d'Hydro-Québec, dont i) les rapports des ventes régulières et à court terme à l'exportation pour l'année 1999 incluant l'imputation des pertes et ii) un bilan des activités d'achat-revente pour les années 1998 et 1999 incluant le calcul et l'imputation des pertes¹²⁴.

Hydro-Québec s'est objectée à fournir ces informations en soutenant que la rentabilité des exportations ne devrait pas faire partie des sujets traités dans une cause tarifaire de transport¹²⁵.

Opinion de la Régie

Après avoir analysé les commentaires des participants, la Régie tient à préciser d'emblée que le thème « *Planification du réseau de transport* » doit se limiter aux prévisions des besoins de la clientèle et investissements projetés en fonction des impacts tarifaires potentiels futurs, et en conséquence, le titre de ce thème sera « *Prévision des besoins et d'investissements projetés* ».

¹²² Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 1.

¹²³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 48.

¹²⁴ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 9.

¹²⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 56.

Besoins de la clientèle

La Régie demande qu'Hydro-Québec présente ses prévisions de besoins en fonction des services de transport offerts ainsi que la méthodologie qui les sous-tend. La requête d'Hydro-Québec devra inclure la charge associée à chaque service pour les dix prochaines années, exprimée à la fois en puissance et en énergie.

La Régie accepte la présentation de la projection des pointes annuelles et mensuelles telle que proposée par Hydro-Québec dans sa lettre du 3 avril 2000. De plus, la Régie demande que la demande de pointe de chaque poste soit présentée pour l'année-témoin projetée. Hydro-Québec devra fournir la capacité actuelle du poste et identifier les équipements qui, dans leur état actuel, pourrait faire l'objet de congestion.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec fournira de l'information sur les régions ou secteurs où TransÉnergie prévoit un manque de capacité de transport pour l'année-témoin.

Pertes de transport

Hydro-Québec devra présenter sa méthodologie de calcul des taux de pertes. Les pertes attribuables au transport, tant en puissance qu'en énergie, devront être fournies et expliquées. Toute autre perte ou consommation associée aux centrales de production ou aux immeubles attribués aux autres divisions d'Hydro-Québec ne devra pas être imputée au réseau de transport.

Investissements projetés

Enfin, au-delà des rubriques de la liste proposée par Hydro-Québec, et compte tenu des longs délais entre l'approbation de projets de transport et la mise en service de tels équipements, la Régie considère qu'il lui est nécessaire de développer une vision à long terme du développement du réseau de transport d'Hydro-Québec afin de voir venir les investissements massifs et de prévenir les chocs tarifaires. Cette perspective est également requise de par la volonté de la Régie d'assurer la cohérence et la continuité entre les informations présentées au

cours de la présente cause tarifaire et celles qui seront présentées lors des causes qui lui succéderont.

En conséquence, pour lui permettre d'exécuter son mandat selon les pratiques usuelles de la réglementation de l'électricité, la Régie demande qu'Hydro-Québec présente sommairement son programme d'investissements sur un horizon de dix ans ou propose une méthodologie pour prévoir les impacts des investissements majeurs sur les tarifs prévus en matière de transport.

La Régie accepte la proposition du RNCREQ et reconnaît les modalités d'approbation des additions à la base de tarification dans les causes tarifaires futures comme question à débattre dans le cadre de la présente cause.

Documents et informations requis

Après avoir analysé les demandes de dépôt de documents et d'informations faites par les intervenants et présentées précédemment, la Régie décide comme suit.

À l'égard de la demande du RNCREQ concernant les prévisions de la demande déposées auprès de TransÉnergie par ses clients en réseau intégré, la Régie prend acte qu'Hydro-Québec les présentera sur un horizon de dix ans.

Quant à la demande du RNCREQ relative aux options à l'étude pour répondre aux besoins prévus, la Régie prend acte qu'Hydro-Québec traitera des ajouts au réseau pour l'année-témoin.

Enfin, on retrouvera à la section 4.3 la position de la Régie concernant la demande du RNCREQ relative à une analyse des options de rechange aux ajouts à la base de tarification, permettant d'assurer une capacité de transport suffisante pour répondre aux besoins des usagers.

Les indications précédentes s'appliquent également à la demande du ROEE à l'effet que des précisions soient fournies sur les éléments inclus dans la planification du réseau de transport et leur reflet dans la base de tarification de l'année témoin qui contribuent directement à satisfaire i) les besoins internes d'Hydro-Québec ainsi que les points d'origine et de destination concernés, et ii) les besoins de raccordement aux fins d'exportation.

La Régie rejette également les cinq demandes d'informations suivantes de STOP/SÉ relativement à l'examen des projections de croissance de la demande de 2001 à 2016 puisqu'il s'agit d'abord d'informations reliées à l'étude d'une demande concernant les tarifs finaux, et parce que une période de 15 ans est excessive étant donné les délais de réalisation des projets de transport :

- La demande pour chaque catégorie de consommateurs;
- La concurrence des autres formes d'énergie pour chacun de ces marchés;
- La demande d'électricité pour les véhicules électriques;
- Les besoins générés sur le réseau afin d'intégrer des sources de production distribuée;
- Le transit d'électricité transfrontalier (import et export, avec chacun des réseaux voisins).

Enfin, la Régie rejette les demandes du CERQ concernant les rapports des ventes régulières et à court terme à l'exportation pour l'année 1999 ainsi qu'un bilan des activités d'achat-revente pour les années 1998 et 1999, puisque ce sont les services de transport qui sont à l'étude dans la présente cause.

4.3 THÈME 3 : BASE DE TARIFICATION

Cette rubrique porte sur le niveau de détail relatif à la base de tarification. Les questions entourant la Directive, les CIRE et les activités non réglementées sont abordées à la section 3.

La liste de la Régie suggérerait les sous-thèmes suivants :

- Immobilisations en exploitation
- Additions aux immobilisations
- Retraits d'immobilisations
- Immobilisations en cours
- Frais reportés
- Fonds de roulement

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec propose les sous-thèmes suivants :

- Immobilisations en exploitation
- Additions aux immobilisations
- Retraits d'immobilisation
- Amortissement cumulé
- Immobilisation en cours
- Budget d'investissement
- Matériaux et fournitures
- Frais reportés
- Fonds de roulement

Concernant la question des immobilisations en cours, Hydro-Québec a exprimé la position suivante :

« [...] les craintes de certaines intervenants à l'effet qu'aucun... que les travaux en cours ne devraient pas se retrouver dans la base de tarification, ce sera le cas. »¹²⁶

Hydro-Québec n'a pas l'intention de proposer de comptes de nivellement. Selon elle, il n'est pas nécessairement opportun dans une première cause tarifaire de procéder à l'établissement de tels comptes. Cela lui apparaît prématuré. Hydro-Québec mentionne d'ailleurs que l'expérience des distributeurs gaziers démontre que ces comptes ont été créés au fur et à mesure des besoins et qu'ils s'en sont passés pendant bon nombre d'années. Pour Hydro-Québec, ces comptes apparaissent moins nécessaires ou appropriés pour le transport que pour la fonction distribution¹²⁷.

Position des intervenants

En ce qui a trait au niveau de détail requis, le ROEE juge qu'une ventilation des immobilisations de transport suffisamment exhaustive pour « [...] permettre à la

¹²⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 29.

¹²⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 25.

Régie de savoir exactement ce qu'il y a dedans. »¹²⁸ constitue une exigence de base.

Au sujet des immobilisations en cours, OC soutient qu'Hydro-Québec ne devrait pas recevoir une rémunération sur les actifs non utilisés, soit les actifs en construction ou en planification¹²⁹.

Le ROEE a précisé également, à ce sujet, lors de la rencontre préparatoire, que la question d'inclure ou non les coûts des travaux en cours dans la base de tarification soit traitée dans le cadre de l'audience¹³⁰.

La Coalition industrielle suggère d'étudier l'opportunité ou non d'utiliser des comptes de nivellement. Elle en fait une décision de principe qui va au cœur du risque de l'entreprise réglementée et évidemment, au cœur de l'exercice de détermination du rendement sur l'avoir propre¹³¹.

Pour sa part, l'ARC/FACEF mentionne que les comptes de nivellement font partie de ses préoccupations, mais qu'il s'agit d'une préoccupation subordonnée à plusieurs autres¹³².

Le CERQ s'intéresse de plus au traitement et à l'imputation des coûts de raccordement des clients tarifs L haute tension au réseau de transport ainsi qu'aux retraits d'immobilisations et leur cession à des tiers¹³³. Il a demandé la liste de ces équipements¹³⁴.

Documents et informations requis

La Coalition industrielle demande la liste détaillée de l'ensemble des actifs de production, de transport et de distribution en exploitation et en cours de construction ainsi que des contrats en cours d'Hydro-Québec, avec pour chaque actif la description détaillée, la date et le coût d'acquisition, la valeur dépréciée avec indication des méthodes et périodes d'amortissement utilisées, l'utilisation

¹²⁸ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 117.

¹²⁹ Position de OC, 3 avril 2000, pages 1 et 2.

¹³⁰ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 130 et 131.

¹³¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 47.

¹³² NS, 12 avril 2000, volume 1, page 172.

¹³³ Position du CERQ, 3 avril 2000, pages 8 et 9.

¹³⁴ Position du CERQ, 3 avril 2000, pages 9 et 10.

exacte de chaque actif et son imputation, avec motifs à l'appui, à la production, le transport ou la distribution, la description détaillée des méthodes et calculs qui sont présentement utilisés chez Hydro-Québec pour l'allocation des coûts entre les activités de production, de transport et de distribution¹³⁵.

Selon Hydro-Québec, les actifs présentés dans la présente cause seront les actifs de transport et non ceux de production ou de distribution. Il n'est pas pratique de traiter de la liste détaillée et complète de tous les actifs de la façon dont la Coalition industrielle désire le faire. Des renseignements seront fournis sur les méthodes et les périodes d'amortissement. Quant à l'identification, Hydro-Québec réplique :

« [...] la liste détaillée des actifs, le registre comme je l'ai indiqué plus tôt serait disponible pour le personnel technique de la Régie. Mais il n'est pas pratique, premièrement, devant les organismes de régulation économique de traiter de la liste détaillée et complète de tous les actifs de la façon dont la Coalition désire le faire. »

Hydro-Québec a indiqué qu'elle ne présentera pas la description détaillée des méthodes et calculs utilisés chez Hydro-Québec pour l'allocation des coûts entre production, transport et distribution¹³⁶, mais plutôt la méthode et le calcul d'allocation des coûts à l'activité transport.

STOP/SÉ a demandé la méthodologie et les choix d'allocation des actifs entre TransÉnergie et les autres composantes d'Hydro-Québec, plus particulièrement dans le cas des actifs de recherche et de diffusion des connaissances en transport d'électricité¹³⁷.

Selon Hydro-Québec, c'est l'allocation des actifs de TransÉnergie qui sera faite. Les actifs de recherche et de diffusion des connaissances en transport d'électricité qui sont alloués à TransÉnergie seront inclus¹³⁸.

STOP/SÉ demande les besoins prévus en fiabilité et équipements prévus (bouclages, améliorations des équipements, etc.) et en puissance réactive (contrôle de voltage).

¹³⁵ Position de la Coalition industrielle, 3 avril 2000, pages 6 et 7.

¹³⁶ NS, 13 avril, volume 1, pages 34 et 35.

¹³⁷ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 2.

¹³⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 48 et 49.

En réplique, Hydro-Québec a indiqué que ces renseignements seront fournis pour l'année-témoin 2001 et que l'intervenant pourra questionner.

STOP/SÉ a également demandé qu'Hydro-Québec fournisse les suites à donner sur un horizon de long termes aux recommandations de la *Commission Nicolet 2*.

Hydro-Québec a répliqué qu'il n'y aura pas de preuve particulière à cet égard, cependant les témoins de TransÉnergie pourront en traiter.

Le ROEE demande une ventilation des immobilisations de transport par catégorie (postes, pylônes, etc.) et par usage spécifique (Baie-James, Labrador, exportation/importation, bouclages, etc.)¹³⁹.

Hydro-Québec répond que la ventilation des immobilisations de transport par catégories d'immobilisation (postes, pylônes, etc.) sera faite, avec un degré de détail raisonnable, mais la ventilation ne sera pas faite par usage spécifique, (Baie-James, Labrador, exportations, importations, bouclages)¹⁴⁰.

Le ROEE estime qu'Hydro-Québec doit fournir également la justification économique et énergétique détaillée des nouveaux projets d'immobilisations qui ont une incidence directe sur l'évolution de la base de tarification dans l'année témoin, et que, pour les projets majeurs, Hydro-Québec devra stipuler en vertu de quels régimes juridiques et réglementaires spécifiques elle a obtenu ou elle compte obtenir les approbations requises¹⁴¹.

Hydro-Québec a indiqué à ce sujet que, d'une part, s'il y a des nouveaux projets présentés pour l'année témoin projetée, elle présentera la justification économique et énergétique de ces nouveaux projets et non pas tous ceux qui auront une incidence sur l'évolution de la base de tarification dans l'année-témoin, dans la mesure où ils ont été approuvés par un autre processus ou par une autre autorité; d'autre part, elle pourra expliquer quel était le régime applicable à ce moment-là ou à quel processus d'autorisation elle s'est pliée¹⁴².

¹³⁹ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 7.

¹⁴⁰ NS, 13 avril, volume 2, page 42.

¹⁴¹ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 7.

¹⁴² NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 41 et 42.

Le CERQ demande le dépôt du contrat relatif à la cession, par Hydro-Québec au profit de Connexim, d'actifs de transport¹⁴³.

Hydro-Québec entend démontrer qu'il n'y a pas eu de transfert d'actifs de transport à Connexim et n'a pas l'intention de déposer ces contrats auprès de la Régie d'une façon non confidentielle¹⁴⁴.

Le CERQ demande la liste des équipements de raccordement des clients tarif L haute tension du réseau de transport, de leur valeur estimée, des coûts de raccordement facturés ou des crédits à la consommation consentie en retour des coûts facturés.

Hydro-Québec a répondu que les équipements de raccordement des clients tarif L haute tension font partie de la liste détaillée de ses actifs, mais qu'il ignore encore si le niveau de détail présenté sera suffisant pour répondre aux questions sur ce sujet, questions qu'Hydro-Québec est prête à traiter¹⁴⁵.

Opinion de la Régie

La Régie accepte la suggestion d'Hydro-Québec de présenter la base de tarification avec les sous-thèmes indiqués dans sa liste.

Dans un souci d'efficacité et afin de faciliter l'étude de la requête tarifaire de transport qui sera présentée par Hydro-Québec, la Régie demande à Hydro-Québec de fournir un sommaire des actifs de transport avec le détail suivant pour le poste Immobilisations.

- Immobilisations en exploitation :

- i) La Régie demande à Hydro-Québec de fournir un regroupement des actifs ou catégories d'actifs de transport, indiquant le coût d'origine, l'amortissement cumulé et le montant net. Ce regroupement devrait comporter :

¹⁴³ Position du CERQ, 3 avril 2000, pages 9 et 10.

¹⁴⁴ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 58.

¹⁴⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 57 et 58.

- Chaque poste et chaque tronçon de ligne spécifiquement identifié à 735 kV, 765 kV, 450 kV et 315 kV, ainsi que toutes les lignes et les postes d'interconnexion, quel que soit leur niveau de tension. Chaque poste devra être identifié en fonction de ses caractéristiques (poste élévateur, poste d'interconnexion, etc.)
- Un solde global pour chacune des 16 rubriques suivantes, soit les postes à 765 kV; 735 kV ; 450 kV ; 315 kV ; 230 kV ; 161 kV ; 120 kV ; 69 kV et 49 kV ; ainsi que les lignes à 765 kV ; 735 kV ; 450 kV ; 315 kV ; 230 kV ; 161 kV ; 120 kV ; 69 et 49kV.

Pour chacune des rubriques ci-dessus, Hydro-Québec devra définir les périodes et taux d'amortissement. Hydro-Québec devra également expliquer les bornes de délimitation entre la production, le transport et la distribution.

ii) Certains actifs doivent nécessairement être répartis entre les divisions production, transport et distribution pour la tarification, soit les actifs présentés aux états financiers consolidés d'Hydro-Québec sous la rubrique autres, ce qui comprend le poste *immeubles administratifs et immeubles de service*, le poste *matériel de construction, d'exploitation et de recherche* ainsi que le poste *autres*. Pour ces actifs, Hydro-Québec devra, en plus de la description des données, fournir l'explication et la justification de la méthodologie de répartition utilisée.

La Régie ne demande pas le détail des immobilisations de production et de distribution comme l'avait demandé la Coalition industrielle parce que la cause porte sur le transport et considère que tous ces renseignements sur la production et la distribution alourdiraient inutilement le dossier.

Elle ne demande pas non plus la description détaillée des méthodes et calculs utilisés pour l'allocation des coûts entre les activités de production, de transport et de distribution demandée par la Coalition industrielle et STOP/SE. Cette position découle de la précédente.

Le contrat relatif à la cession d'actifs de transport par Hydro-Québec au profit de Connexim, contrat demandé par le CERQ, n'est pas non plus requis pour l'instant par la Régie puisqu'Hydro-Québec entendait montrer qu'il n'y a pas eu de transfert d'actifs de transport à Connexim.

La Régie demande à Hydro-Québec d'identifier dans sa liste des actifs les équipements de raccordement des clients haute tension.

- Additions aux immobilisations

La présentation des additions devra inclure au minimum une brève description du projet, type d'actif selon les rubriques ci-dessus, le coût, la date de mise en service ainsi que le taux approximatif d'amortissement prévu.

Les additions aux immobilisations qui n'auront pas déjà fait l'objet d'une approbation spécifique devront faire l'objet d'une présentation plus détaillée, incluant les alternatives et leur coût ainsi qu'une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus. Hydro-Québec devra également fournir l'approbation obtenue pour chaque addition.

Par ailleurs, la Régie prend acte qu'Hydro-Québec déposera les renseignements requis à l'égard des besoins prévus en fiabilité et les équipements à cette fin pour l'année-témoin 2001. Concernant les suites à donner aux recommandations de la *Commission Nicolet 2*, la Régie demande que la présentation des additions indique lesquelles sont en lien avec les recommandations de la *Commission Nicolet 2*. Cette demande s'applique aussi aux données pour les années historique (1999) et de base (2000).

- Immobilisations en cours

Il existe deux traitements possibles pour les immobilisations en cours. On peut soit les inclure dans la base de tarification ou attendre la fin du projet avant de les inclure. Dans ce dernier cas, on capitalise les intérêts et autres dépenses jusqu'à ce que les immobilisations soient mises en service.

La Régie veut s'assurer de choisir une méthode de traitement adéquate pour les opérations de TransÉnergie. Elle considère ce choix de méthode comme une question à débattre et demande donc à Hydro-Québec de justifier le choix de la méthode présentée.

De plus, le cas échéant, Hydro-Québec devra expliquer les modalités de capitalisation des dépenses, plus particulièrement pour les salaires et le financement, et fournir le solde pour chacune des trois années.

- Comptes de nivellement

Afin de mieux évaluer le niveau de risque de TransÉnergie, la Régie considère que l'opportunité de la création de comptes de nivellement fera partie des sujets traités lors de l'audience tarifaire. Toutefois, l'addition des comptes de nivellement à la base ne sera pas à l'agenda pour cette cause.

4.4 THÈME 4 : STRUCTURE DE CAPITAL ET TAUX DE RENDEMENT

La liste de la Régie suggérerait les sous-thèmes suivants :

- Ratio dette/avoir propre
- Coût de la dette
- Taux de rendement sur l'avoir propre

Position d'Hydro-Quebec

Hydro-Québec¹⁴⁶ propose les sous-thèmes suivants :

- Choix de la structure de capital
- Politique de financement
- Coût de la dette
- Risques d'affaires, financiers et réglementaires
- Taux de rendement sur l'avoir propre

Hydro-Québec a affirmé que les mécanismes incitatifs sont prématurés dans le cadre de cette première cause tarifaire¹⁴⁷.

¹⁴⁶ Position d'Hydro-Québec, 3 avril 2000, annexe, page 2.

¹⁴⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 25 et 26.

Positions des intervenants

La Coalition industrielle soumet que les sujets décrits ci-dessous sont directement reliés à la détermination du risque réglementaire de l'entreprise qui est pris en compte aux fins de la détermination de la prime de risque dans le cadre de l'établissement du taux de rendement sur l'avoir propre, comme cela a toujours été le cas pour Gaz Métropolitain :

- l'opportunité ou non d'ajouter à la base de tarification certains comptes de nivellement pour les éléments qui sont hors du contrôle d'Hydro-Québec;
- le traitement comptable et réglementaire de tout manque à gagner encouru ou trop-perçu réalisé par rapport au taux de rendement moyen autorisé sur la base de tarification pour l'année témoin projetée (fermeture réglementaire des livres);
- l'opportunité ou non de prévoir un mécanisme de rendement incitatif, comme, par exemple, un mode de partage des trop-perçus, comme cela est possible en vertu du 4^e alinéa de l'article 49 de la Loi.

D'ailleurs, ce dernier intervenant recherche une décision de principe et non, dès cette première cause, l'élaboration de mécanismes de rendement incitatif¹⁴⁸.

Le ROEE¹⁴⁹ mentionne que l'étude de la structure de capital présumée et toute décision réglementaire en découlant, ne peuvent se faire dans le cadre d'un examen limité à la seule unité d'affaires TransÉnergie. En effet, le financement et l'exploitation des diverses composantes opérationnelles d'Hydro-Québec se fait actuellement de manière intégrée. À cet égard, Hydro-Québec se retrouve dans une situation de marché et de fonctionnement unique en Amérique du Nord. Toute tentative de réaliser une segmentation de cette réalité intégrée, sans produire au préalable une preuve détaillée quant à ses impacts sur chacune des composantes affectées par une telle segmentation, constituerait une atteinte fondamentale à l'intégrité du processus réglementaire en cours.

Pour ce qui est du taux de rendement sur l'avoir propre, le ROEE soutient que Hydro-Québec entend établir un taux de rendement présumé raisonnable pour rémunérer le capital propre présumé investi par Hydro-Québec dans ses seules activités de transport d'électricité selon la structure du capital elle-même présumée. Tout comme pour la structure de capital présumée, le ROEE estime

¹⁴⁸ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 47 à 49.

¹⁴⁹ Position du ROEE, 3 avril 2000, pages 4 à 6.

que, dans le cas d'Hydro-Québec dont la structure actuelle de financement est totalement intégrée, la détermination d'un taux de rendement présumé ne peut être débattue en vase clos dans une première cause tarifaire de transport sans connaître les impacts croisés (entre les différentes composantes d'Hydro-Québec) qui en découlent.

STOP/SÉ¹⁵⁰ affirme que la répartition des actifs et des charges d'exploitation entre TransÉnergie et les autres constituantes d'Hydro-Québec (notamment la conversion en charges d'exploitation de l'usage par TransÉnergie d'actifs alloués à d'autres unités d'Hydro-Québec) peut affecter le ratio dette/avoir propre.

Quant au thème du coût de la dette, STOP/SÉ mentionne que les instruments dérivés de gestion des risques monétaires devront notamment être abordés. De plus, pour le taux de rendement sur l'avoir propre, il affirme que la Régie devra choisir « *une méthode de détermination du taux de rendement adaptée au contexte particulier de société publique monopoleur de TransÉnergie et dont un seul client, lui-même public et monopoleur, utilise la quasi-totalité des services* ».

L'ACEF de Québec¹⁵¹ propose de régler deux questions d'importance par des audiences spécifiques ultérieures. Elle propose, d'une part, de régler le taux de rendement, les critères financiers, ainsi que la justification de la prime payée au gouvernement pour la garantie de prêt. Elle propose, d'autre part, de régler l'établissement de mécanismes de contrôle et d'incitation à la performance, à la qualité et fiabilité, de mécanismes correctifs suite aux erreurs de prévision, mais aussi au respect des priorités et objectifs propres à la Loi sur la Régie notamment à l'égard de la satisfaction à la clientèle. L'intervenant prétend qu'il serait possible dans le cadre de la présente audience de déterminer un taux de rendement applicable aux clientèles non régulières (dont l'exportation) et de fixer dans le futur un taux de rendement différent visant les clientèles régulières (tenant compte du risque différent, mais aussi de la priorisation de la demande domestique régulière).

L'ARC/FACEF estime qu'une fois ses grandes questions résolues, il sera alors possible d'aller de l'avant avec certaines autres préoccupations, telles que les comptes de nivellement, l'instauration de mécanismes incitatifs ou non, le

¹⁵⁰ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 3.

¹⁵¹ Position de l'ACEF de Québec, 3 avril 2000, page 1.

Hydro-Québec¹⁶⁰ compte présenter une expertise complète sur la structure de capital présumée et le taux de rendement qui sera déposé. La Régie obtient ainsi l'assurance d'un traitement adéquat de cette matière dans le cadre de la présente cause. Elle considère qu'avec cette expertise, la demande de STOP/SÉ à Hydro-Québec de lui fournir la méthode proposée pour la détermination du taux de rendement sera répondue.

La Régie prend acte que les deux sous-thèmes additionnels proposés par Hydro-Québec dans sa lettre du 3 avril 2000, « *Politique de financement* » et « *Risques d'affaires, financiers et réglementaires* », se retrouveront explicitement traités dans sa requête tarifaire. La Régie juge que les sous-thèmes proposés par l'ACEF de Québec, « *critères financiers* » et « *justification de la prime payée au gouvernement pour la garantie de prêt* » seront implicitement couverts par la politique de financement d'Hydro-Québec. L'analyse du risque réglementaire devra tenir compte des impacts potentiels que pourraient représenter, pour ce type de risque, la fermeture réglementaire, les mécanismes de rendement incitatifs (partage des trop-perçus) et des comptes régulateurs.

Plus systématiquement, pour le traitement de la structure de capital présumée, la Régie demande à Hydro-Québec de lui justifier la structure de capital présumée pour son segment transport relativement à la structure réelle de capital corporative, en plus de lui démontrer les liens ou différences qui existent entre les deux.

La Régie s'attend à ce que les exigences susmentionnées au paragraphe précédent fournissent implicitement toute l'information nécessaire pour le traitement complet de la structure de capital présumée. C'est pourquoi la Régie ne s'attend pas à ce qu'Hydro-Québec fournisse dans sa requête une étude spécifique illustrant les impacts croisés (entre les unités d'affaires) de la proposition de structure de capital présumée telle qu'exigée par le ROEE, ni qu'elle fournisse de projections pour la période 2001-2016 sur l'évolution du ratio dette/avoir propre de TransÉnergie, telles que suggérées par STOP/SÉ.

Conformément aux pratiques communes des industries gazière et électrique canadiennes, la Régie demande à Hydro-Québec d'incorporer une analyse détaillée du coût de la dette en incluant les renseignements habituels sur chaque émission. La requête devra inclure une brève description des dispositions qui

¹⁶⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 40 et 41.

peuvent restreindre les financements futurs, la structure de capital, la couverture de l'intérêt ou les dividendes, ou y être liées de toute autre manière, et tout autre renseignement jugé nécessaire à une compréhension adéquate de ce thème.

S'il y a lieu, la Régie compte également retrouver dans la requête d'Hydro-Québec une description de ses intentions au sujet du financement de la nouvelle dette, comprenant des détails sur l'échéancier, les montants et le type de chaque émission. La Régie juge par ailleurs que les sujets des documents exigés par STOP/SÉ, et intitulés « *Nouvelle politique sur la gestion des risques en général et des risques monétaires en particulier* » et « *Rapport sur l'usage d'instruments dérivés* », se retrouvent implicitement traités par le volet Politique de financement que compte inclure Hydro-Québec dans sa requête et par l'information que la Régie exige d'Hydro-Québec jusqu'à maintenant.

Il serait également nécessaire d'obtenir les plus récents rapports qui portent sur l'évaluation de la dette d'Hydro-Québec et qui sont émis par CBRS (Canadian Bond Rating Service), DBRS (Dominion Bond Rating Service), Standard & Poor's, Duff & Phelps et Moody's.

En ce qui a trait au traitement du taux de rendement sur l'avoir propre, Hydro-Québec doit fournir les informations appropriées sur son avoir propre.

Comme pour la structure de capital, la Régie ne s'attend pas à ce que Hydro-Québec fournisse dans sa requête une étude spécifique illustrant les impacts croisés (entre les unités d'affaires) résultant d'un taux de rendement présumé sur le capital propre présumé investi dans la base de tarification moyenne du transport, telle qu'initialement exigée par le ROEE.

La Régie accueille la suggestion de la Coalition industrielle afin d'ajouter aux questions à débattre l'opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif.

La Régie note que les intervenants qui ont abordé la question de mécanisme de rendement incitatif traitaient également de la question des comptes de nivellement et celle de la fermeture réglementaire dans la même section. La Régie rappelle que la question des comptes de nivellement et la question de la fermeture réglementaire sont traitées respectivement aux sections 4.3 et 3.5 de la présente décision.

4.5 THÈME 5 : DÉPENSES D'OPÉRATION

La liste de la Régie suggérait les sous-thèmes suivants :

- Charges d'exploitation
- Amortissement
- Taxes

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec propose les sous-thèmes suivants :

- Charges d'exploitation
 - Charges directes
 - Charges indirectes
 - Services facturés
 - Frais corporatifs – base d'imputation
- Amortissement
 - Immobilisation
 - Frais reportés
- Taxes

Position des intervenants

Pour l'ACEF de Québec, l'identification et l'évaluation des dépenses associées à la fonction de transport d'électricité est un enjeu prioritaire¹⁶¹.

Le CERQ propose le sujet « *transferts de prix* ». L'intervenant demande obtenir l'identification des « *filiales attitrées* » à TransÉnergie et l'identification des services offerts par TransÉnergie ainsi que les modalités de facturation¹⁶².

Le RNCREQ et STOP/SÉ s'intéressent de près aux dépenses à caractère environnemental. Le RNCREQ a identifié comme sous-thèmes additionnels les charges reliées au maintien des corridors de transport, celles reliées à la réduction

¹⁶¹ Position de l'ACEF de Québec, 3 avril 2000, page 1.

¹⁶² Position du CERQ, 3 avril 2000, page 8.

de l'exposition de la population aux champs magnétiques, et celles reliées à l'atténuation de l'impact visuel des lignes existantes et futures¹⁶³.

Quant à l'intervenant STOP/SÉ, il s'intéresse aux activités de recherche faites à des fins de transport. Il veut s'assurer que les activités sont bel et bien incluses dans le tarif de transport. Il cite les exemples de recherches pour minimiser le bruit sur les lignes de transport ou pour gérer de façon plus prudente les champs électromagnétiques, ainsi que la question des phytocides et la maîtrise de la végétation, communes au transport et à la distribution.

STOP/SÉ juge qu'il y a un intérêt à ce que ces activités à caractère environnemental, qui servent un intérêt commun, continuent d'être assumées par l'ensemble des usagers, surtout si elles sont, comme dans le cas présent, reliées aux activités de transport¹⁶⁴.

Documents et informations requis

Le CERQ a demandé un rapport relatif aux modalités de facturation entre TransÉnergie et ses « *filiales attitrées* »¹⁶⁵.

Selon Hydro-Québec, ces informations feront partie du dossier tarifaire¹⁶⁶.

Pour sa part, STOP/SÉ a demandé la méthodologie et le choix d'allocation des charges entre TransÉnergie et les autres composantes d'Hydro-Québec¹⁶⁷.

Hydro-Québec répond qu'elle traitera cette demande¹⁶⁸.

STOP/SÉ a demandé des rapports faisant état des dépenses de recherche et de diffusion des connaissances en transport d'électricité et sur la mitigation des impacts (bruits, SF6, faune et flore le long des corridors) ainsi que des autres charges imposées par les décrets autorisant la construction de nouvelles lignes¹⁶⁹.

¹⁶³ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 2.

¹⁶⁴ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 146.

¹⁶⁵ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 9.

¹⁶⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 57.

¹⁶⁷ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 4.

¹⁶⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 50.

¹⁶⁹ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 4.

Hydro-Québec s'est engagée à fournir des informations sur la mitigation des impacts dans la mesure où il y a des coûts identifiés. Mais selon Hydro-Québec, « ces dépenses ou ces coûts sont souvent inclus dans le coût de l'actif et ne sont pas identifiés à part comme tels »¹⁷⁰.

Opinion de la Régie

La Régie accepte la suggestion d'Hydro-Québec de présenter les dépenses d'opération avec les sous-thèmes indiqués dans sa liste.

La Régie demande à Hydro-Québec de fournir l'explication et la justification de la méthodologie de la répartition entre les dépenses de production, de transport et de distribution.

La Régie indique à Hydro-Québec que les charges des services facturés (prix de transferts) et celles relatives aux frais corporatifs (charges imputées) nécessitent non seulement la production de données chiffrées mais aussi la présentation de la méthodologie d'allocation et de sa justification avec un niveau de détail suffisant pour bien comprendre une information présentée pour la première fois.

En ce qui concerne la problématique des prix de transferts, la Régie rappelle, tel qu'énoncé dans la section 3.2 (*activités non réglementées*), qu'elle entend élaborer une politique de prix de transfert.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec a affirmé que les informations sur les modalités de facturation entre TransÉnergie et ses « *filiales attitrées* » feront partie du dossier tarifaire.

La Régie reconnaît aussi que les dépenses à caractère environnemental ne sont pas nécessairement clairement identifiées et peuvent se retrouver de façon diffuse dans plusieurs postes de dépenses ou encore capitalisées dans des postes d'actifs.

La Régie demande à Hydro-Québec de déposer son « *rapport de performance environnementale 1999* » ainsi que toute autre information existante sur les dépenses environnementales.

¹⁷⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 51.

4.6 THÈME 6 : REVENUS REQUIS

La liste de la Régie suggérait les sous-thèmes suivants :

- Revenus additionnels requis
- Variation moyenne des tarifs

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec propose particulièrement pour ce sujet :

- Établissement du revenu requis pour 2001
- Comparaison avec les revenus générés par les tarifs existants

Position des intervenants

L'ACEF de Québec considère que le thème des revenus requis découle logiquement des thèmes portant sur la base de tarification, la structure du capital et taux de rendement, les dépenses d'exploitation et la conception des tarifs (sujets 3, 4, 5 et 8 de la liste de la Régie)¹⁷¹.

OC est d'avis que le « *revenu additionnel requis* » constitue une question centrale dans un dossier tarifaire¹⁷². Pour l'intervenant, il importe de bien cerner « *la question des revenus requis, ce qu'ils comportent et surtout ce qu'ils ne comportent pas* »¹⁷³.

La liste proposée par le RNCREQ retient le sous-thème « *revenu additionnel requis* »¹⁷⁴.

¹⁷¹ Position de l'ACEF de Québec, page 2.

¹⁷² Position d'OC, 3 avril 2000, page 2.

¹⁷³ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 158.

¹⁷⁴ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 3.

Opinion de la Régie

La Régie prend acte des sous-thèmes présentés par Hydro-Québec et considère que ces thèmes explicitent les étapes du calcul des revenus requis.

La Régie choisit ainsi de retenir les sous-thèmes portant sur « *L'établissement du revenu requis pour 2001* » et « *La comparaison avec les revenus générés par les tarifs existants* ».

4.7 THÈME 7 : ALLOCATION DES COÛTS

La liste de la Régie suggérait les sous-thèmes suivants :

- Méthodologie d'allocation
- Coûts par services offerts

Position d'Hydro-Québec

En rencontre préparatoire, Hydro-Québec a spécifié que les sujets 7 et 8 proposés par la Régie ont été regroupés dans sa rubrique 7 « *Tarifs de transport* ». Dans cet item, Hydro-Québec propose de traiter les cinq sous-thèmes suivants :

- Uniformité territoriale des tarifs - allocation uniforme des coûts;
- Établissement des tarifs de transport - tarification timbre-poste;
- Rabais sur le service point à point;
- Grille tarifaire pour 2001;
- Comparaison avec les tarifs existants.

Hydro-Québec n'a pas identifié « *l'allocation des coûts* » comme un sujet en soi, mais l'inclut dans un sous-thème qu'elle intitule « *uniformité territoriale des tarifs – allocation uniforme des coûts* », tel qu'indiqué ci-dessus¹⁷⁵.

Hydro-Québec mentionne que l'allocation des coûts au niveau spécifique du transport entre les divers services de transport et entre les clientèles visées sera

¹⁷⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 75 et 76.

traitée dans la présente cause¹⁷⁶. Ces services de transport sont définis par Hydro-Québec comme étant la charge locale, le service en réseau intégré ainsi que le service point à point¹⁷⁷.

Hydro-Québec précise également que la différence entre la charge locale et la charge en réseau intégré résiderait dans la description du client¹⁷⁸.

Hydro-Québec n'entend pas ventiler ses coûts de transport par usage¹⁷⁹. Toutefois, Hydro-Québec s'engage à traiter de l'identification d'équipements de raccordement des clients au tarif L¹⁸⁰.

Par ailleurs, Hydro-Québec précise qu'elle ne compte faire approuver qu'un seul coût de service pour l'ensemble de ses activités de transport¹⁸¹. De son point de vue, l'ensemble du réseau sert à rendre tous les services, y compris le service point à point¹⁸².

En ce qui concerne la question de l'interfinancement, cette dernière entend démontrer dans sa preuve qu'il n'en existe pas dans les coûts de transport¹⁸³.

Position des intervenants

OC considère que l'allocation des coûts est une question centrale dans un dossier tarifaire.

OPG considère que l'allocation des coûts fait partie des sujets auxquels une attention spéciale devra y être portée¹⁸⁴. Pour l'intervenante, une priorité doit être donnée à l'impartition des coûts et des équipements au réseau afin de s'assurer de tarifs de transport réalistes et économiques¹⁸⁵.

¹⁷⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 43.

¹⁷⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 36.

¹⁷⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 79.

¹⁷⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 33, 43.

¹⁸⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 58.

¹⁸¹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 23.

¹⁸² NS, 13 avril 2000, volume 2, page 38.

¹⁸³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 42.

¹⁸⁴ Position de l'OPG, 3 avril 2000, page 1.

¹⁸⁵ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 77.

Certains intervenants tels que l'ACEF de Québec et le CERQ estime que l'allocation des coûts devrait prendre en considération l'utilisation du réseau¹⁸⁶.

Cinq intervenants (Coalition industrielle, RNCREQ, ARC/FACEF, ACEF de Québec et OC) sont d'avis que la méthodologie d'allocation des coûts devrait accorder un traitement particulier à la question des exportations¹⁸⁷. Le CERQ et l'ARC/FACEF estiment que la présente cause devrait traiter des pertes liées aux exportations incluant les activités d'achat-revente¹⁸⁸.

Le RNCREQ propose d'ajouter le sous-thème « *choix d'approche* » incluant :

- Allocation entre la charge locale et les transits;
- Allocation entre les différents services.

Le RNCREQ est d'avis que l'activité d'exportation devrait payer ses propres coûts¹⁸⁹.

L'ACEF de Québec considère que le réseau devrait satisfaire en priorité les besoins internes du Québec¹⁹⁰. L'intervenante recommande que soient identifiés les coûts spécifiques tels que les coûts d'interconnexion¹⁹¹. Concernant les exportations, elle demande que soit précisé dès le départ si les exportations seront traitées en terme de coûts ou en terme de revenus¹⁹². L'ACEF de Québec est d'avis que les exportations font partie du service point à point et que leur tarif de transport devrait être clairement identifié¹⁹³.

Pour le ROEE, l'allocation des coûts au niveau spécifique du transport doit s'effectuer entre les divers services de transport et entre les clientèles visées (réseau intégré, point à point ferme, point à point non ferme, etc.)¹⁹⁴.

¹⁸⁶ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 194 et 208. Position du CERQ, 3 avril 2000, page 8.

¹⁸⁷ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 42, 64, 87, 159, 171 et 188.

¹⁸⁸ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 172 et 216.

¹⁸⁹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 87.

¹⁹⁰ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 192.

¹⁹¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 189.

¹⁹² NS, 12 avril 2000, volume 1, page 188.

¹⁹³ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 192.

¹⁹⁴ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 7.

Le CERQ considère que l'allocation des coûts devrait inclure les trois sous-thèmes suivants :

- Les tarifs point à point;
- Les rabais et activités d'achat-revente;
- L'incidence du point de réception sur l'imputation des coûts¹⁹⁵.

Sur le point précis de l'utilisation du réseau, le CERQ désire que soient traités les deux points suivants :

- Sens du débit aux points d'interconnexion et répartition des usages dans le temps;
- Usage de la ligne à courant continu RNDC et répartition entre les marchés domestique et extérieurs¹⁹⁶.

L'ARC/FACEF considère que l'allocation des coûts concerne « *l'allocation entre les différentes catégories d'usagers du réseau, d'une part, et les clients des services point à point fermes et non fermes [...]* »¹⁹⁷.

Documents et informations requis

Le RNCREQ demande, sous le thème « *Allocation des coûts* », que soient déposés les documents et renseignements suivants :

1. les comptes détaillés prévus à l'article 8 du Contrat;
2. pour le client Hydro-Québec (service de point à point), une ventilation détaillée des capacités et périodes réservées, et des prix facturés pour chacune;
3. l'identification des installations d'attribution particulière;
4. l'identification des actifs dont l'usage principal est le service de point à point¹⁹⁸.

Concernant les comptes détaillés (point 1), Hydro-Québec indique, dans sa réplique, qu'elle entend déposer des informations sur les revenus projetés en l'an deux mille un (2001)¹⁹⁹.

¹⁹⁵ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 8.

¹⁹⁶ Position du CERQ, 3 avril 2000, page 8.

¹⁹⁷ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 171.

¹⁹⁸ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 5.

Par rapport à la demande 2 ci-dessus, Hydro-Québec répond que ses besoins de service point à point seront inclus dans les prévisions pour l'année témoin projetée et que les intervenants pourront questionner là-dessus²⁰⁰.

En réponse aux demandes relatives à l'identification des installations d'attribution particulière (point 3) et à celle des actifs dont l'usage principal est le service de point à point (point 4), Hydro-Québec affirme qu'il n'y a présentement pas d'identification des installations d'attribution particulière ni des actifs dont l'usage principal est le service point à point. L'ensemble du réseau sert à rendre tous les services, y inclut le service point à point.

OC demande une étude détaillée d'allocation du coût de service.

Quant au ROEE, il demande à un niveau global et à un niveau spécifique, une description détaillée de la méthodologie d'allocation des coûts qu'Hydro-Québec propose ainsi que les résultats quantitatifs de leur application pratique dans la première cause tarifaire.

Hydro-Québec répond à la demande du ROEE, qu'une description détaillée de la méthodologie d'allocation des coûts sera présentée.

Le ROEE demande également une illustration de la situation de départ relativement à l'interfinancement dans laquelle se trouve la division TransÉnergie en regard des autres secteurs d'activités (production, distribution).

Hydro-Québec répond que sa preuve démontrera l'inexistence d'interfinancement.

De plus, le ROEE demande les liens entre la méthodologie de l'allocation des coûts et les schémas (*flow charts*) illustrant les relations d'affaires internes et externes d'Hydro-Québec.

Hydro-Québec répond qu'elle n'entend pas expliquer les liens demandés au niveau englobant (production, transport, distribution), mais seulement pour le transport.

¹⁹⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 37 et 38.

²⁰⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 38.

Le ROEE estime qu'Hydro-Québec devrait également fournir les résultats quantitatifs de l'application pratique de la méthodologie d'allocation des coûts du transport dans la première cause tarifaire²⁰¹.

Hydro-Québec mentionne, en réplique à la Coalition industrielle, que la méthode et le calcul d'allocation des coûts à l'activité transport sera présentée :

*« [...] on présentera la méthode de calcul d'allocation des coûts à l'activité transport. »*²⁰²

Le CERQ demande que soient déposés les documents et informations suivants :

1. Rapports relatifs à l'utilisation du réseau de transport, de 1995 à 1999, concernant la ligne à courant continu RNDC et la répartition de son usage entre les marchés domestique et extérieurs;
2. Rapports relatifs aux usages des équipements de transport aux points d'interconnexion, de 1995 à 1999, et leur répartition dans le temps entre les activités d'importation et d'exportation.

En réponse, Hydro-Québec indique qu'elle n'a pas l'intention de produire ou de préparer les documents 1 et 2 ci-dessus en tant que tels. Cependant, elle s'engage à donner toute l'information requise sur l'utilisation du réseau de transport et plus particulièrement sur la répartition de l'usage de la ligne à courant continu RNDC entre les marchés domestiques et extérieurs²⁰³.

STOP/SÉ demande le dépôt d'un rapport sur le coût pour *HQ-Production* des services de puissance réactive (contrôle de voltage) fourni à TransÉnergie²⁰⁴. Hydro-Québec, en réponse, indique qu'elle entend traiter de la question des services auxiliaires.

²⁰¹ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 8.

²⁰² NS, 13 avril 2000, volume 2, page 35.

²⁰³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 55.

²⁰⁴ Position de STOP/SÉ, annexe, page 5.

Opinion de la Régie

La Régie tient à préciser que l'allocation du coût de service, dont il est question au thème 7, concerne exclusivement le transport et elle est d'avis qu'il est préférable d'intituler le thème 7 : « *Allocation des coûts de transport* ».

La Régie partage l'avis formulé par plusieurs intervenants à l'effet que l'allocation des coûts constitue un sujet essentiel dans la présente cause et demande à Hydro-Québec de couvrir ce thème dans sa requête de façon détaillée.

La Régie estime que le dépôt par Hydro-Québec, de sa méthodologie et des calculs relatifs à l'allocation des coûts, est requis. La Régie prend aussi acte qu'Hydro-Québec s'engage à déposer sa méthodologie d'allocation des coûts du transport dans la présente cause²⁰⁵.

La Régie prend acte que, selon Hydro-Québec, la cause présentera le traitement réglementaire et comptable des revenus et dépenses associés aux divers services de transport²⁰⁶.

Toutefois, la Régie constate que la définition des services de transport concernés par l'imputation des coûts n'est pas suffisamment claire. La Régie demande à Hydro-Québec de définir avec plus de précision les services entre lesquels elle compte imputer ses coûts de transport. Hydro-Québec devra justifier le choix des services qu'elle entend retenir.

La Régie considère que la méthodologie d'allocation des coûts devrait respecter certains principes standards dont les liens de causalité des coûts.

La Régie est d'avis que l'utilisation du réseau constitue un critère important à considérer dans l'allocation des coûts de transport. La Régie prend acte de la volonté d'Hydro-Québec de donner toute l'information requise sur l'utilisation du réseau de transport²⁰⁷.

²⁰⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 43.

²⁰⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 35 et 36.

²⁰⁷ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 55.

La Régie considère que le réseau de transport tel que défini par Hydro-Québec assume plusieurs fonctions distinctes, telles que :

- L'élévation de tension à partir des centrales de production;
- Le transport très haute tension (735 kV et 765 kV);
- Le transport 450 kV;
- Les interconnexions;
- La transformation très haute tension/ haute tension (44 kV à 315 kV);
- Le transport haute tension (44 kV à 315 kV);
- La transformation haute tension/moyenne tension (25 kV);
- Le raccordement associé aux clients spécifiques et aux clients tarif L.

La Régie demande qu'Hydro-Québec fournisse les données requises pour l'étude de l'allocation des coûts entre ces diverses fonctions.

La Régie considère que la méthodologie d'allocation des coûts tient normalement compte des composantes puissance et énergie des coûts, et demande à Hydro-Québec de définir et justifier la répartition puissance-énergie des coûts. S'il existe des coûts spécifiques, Hydro-Québec devra les identifier.

Hydro-Québec devra spécifier, pour chacun des services, les caractéristiques de charges des clients visés par chacun de ces services. En particulier, la Régie demande à Hydro-Québec de fournir les profils de charge (annuel, mensuels, journaliers autant pour les jours ouvrables que pour les jours non ouvrables) associés à chacun des services de transport entre lesquels les coûts seront imputés, la date et l'heure d'apparition de la pointe non coïncidente pour chacun d'entre eux et la contribution de chacun des services à la pointe du réseau de transport.

La Régie considère que la rentabilité des ventes à l'exportations et des opérations achat-revente ne devrait pas faire l'objet de la présente cause.

Cependant, pour ce qui est du service de transport non ferme de point à point, la Régie demande à Hydro-Québec de préciser et de justifier, dans sa méthodologie d'allocation des coûts de transport, le choix de traitement qu'elle compte leur accorder. De plus, Hydro-Québec devra fournir les données portant sur la demande en puissance et en énergie ainsi que sur les revenus associés aux services non fermes.

La Régie estime que les pertes techniques constituent un élément important à considérer dans la méthode d'allocation des coûts. Hydro-Québec devra indiquer dans quelle mesure l'allocation des coûts reflète adéquatement les niveaux de pertes techniques et leur imputation.

Par ailleurs, la Régie considère que l'établissement des coûts des services auxiliaires devra être traité dans la présente cause. La Régie prend acte qu'Hydro-Québec entend traiter des services auxiliaires dans sa preuve²⁰⁸. Elle demande à Hydro-Québec de décrire la méthode de calcul des coûts des services auxiliaires.

Concernant la demande du RNCREQ au sujet des comptes détaillés prévus à l'article 8 du contrat de service, la Régie prend acte qu'Hydro-Québec entend déposer des informations sur les revenus projetés en 2001.

Concernant la demande du RNCREQ au sujet de la ventilation détaillée des capacités et périodes réservées et des prix facturés pour le client Hydro-Québec (service point à point), la Régie prend acte qu'Hydro-Québec inclura ses besoins de services point à point dans les prévisions pour l'année-témoin projetée.

Pour ce qui est de l'identification des installations d'attribution particulière et des actifs dont l'usage principal est le service point à point, la Régie prend note des propos d'Hydro-Québec à l'effet qu'il n'en existe pas présentement. La Régie ne retient pas, pour le moment, les demandes d'informations du RNCREQ à cet effet.

La Régie prend acte que, selon Hydro-Québec, il n'existe pas d'interfinancement et qu'elle entend le prouver.

4.8 THÈME 8 : CONCEPTION DES TARIFS

La liste de la Régie suggérait les sous-thèmes suivants :

- Structure tarifaire
- Variation tarifaire par type de service offert
- Établissement des tarifs pour le 1^{er} janvier 2001

²⁰⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 52.

Position d'Hydro-Québec

Tel que précisé à la section 4.7, Hydro-Québec a indiqué, en rencontre préparatoire, que les sujets 7 et 8 proposés par la Régie ont été regroupés sous le thème « *tarifs de transport* ».

Dans ce thème, Hydro-Québec propose de traiter les cinq sous-thèmes suivants :

- Uniformité territoriale des tarifs - allocation uniforme des coûts;
- Établissement des tarifs de transport - tarification timbre-poste;
- Rabais sur le service point à point;
- Grille tarifaire pour 2001;
- Comparaison avec les tarifs existants.

Lors de la rencontre préparatoire, Hydro-Québec a de plus précisé que le thème « *conception des tarifs* » proposé par la Régie était couvert sous le thème « *Grille tarifaire pour 2001* »²⁰⁹, tel que proposé par Hydro-Québec ci-dessus.

Hydro-Québec indique qu'elle n'entend pas traiter des fonds spéciaux liés notamment à l'efficacité énergétique. Selon la proposante, nonobstant le fait que ce thème ne concerne pas la cause tarifaire du transport, il serait prématuré de traiter de cette question, vu que le marché du détail n'est pas encore ouvert²¹⁰.

²⁰⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 76.

²¹⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 28 et 85.

Position des intervenants

Pour OC, la conception des tarifs est une question centrale dans un dossier tarifaire²¹¹, et Ontario Power Generation soumet qu'une attention spéciale devra être portée à ce sujet²¹².

La Coalition industrielle, le RNCREQ, l'ACEF de Québec et le CERQ proposent d'ajouter un thème relatif aux rabais accordés aux clients du service point à point²¹³.

La Coalition industrielle propose de traiter du mode de détermination des prix du service de transit (de point à point) à travers, notamment, la politique d'escompte et la mise en place d'un système de mise aux enchères²¹⁴.

L'ACEF de Québec demande que soit justifié « *le caractère juste et raisonnable des tarifs et rabais de court terme (horaire/journalier/hebdomadaire/mensuel) visant le transport d'électricité* »²¹⁵.

Le RNCREQ et STOP/SÉ proposent de traiter, en tant que thème prioritaire, une charge ou tarif spécial pour financer un fonds d'investissement éconergétique. Ce fonds servirait au financement par tous les usagers de l'amélioration de l'efficacité énergétique et des coûts de développement des énergies nouvelles²¹⁶.

Le RNCREQ recommande d'apporter un thème portant sur le « *traitement réservé spécifiquement aux producteurs d'énergie de source intermittente* » qui comprendrait les deux sous-thèmes suivants :

- Difficultés ou obstacles, le cas échéant, créés par l'approche préconisée;
- Corrections, le cas échéant, apportées²¹⁷.

STOP/SÉ s'intéresse de façon particulière à la juste valeur des services ancillaires et à leur reflet dans le tarif²¹⁸.

²¹¹ Position d'OC, 3 avril 2000, page 2.

²¹² Position d'OPG, 3 avril 2000, page 1.

²¹³ Positions de la Coalition industrielle, du RNCREQ, de l'ACEF de Québec, et du CERQ, 3 avril 2000, respectivement pages 12, 4, 3 et 8.

²¹⁴ Position de la Coalition industrielle, 3 avril 2000, page 12.

²¹⁵ Position de l'ACEF de Québec, 3 avril 2000, page 3.

²¹⁶ Positions du RNCREQ et de STOP/SÉ, 3 avril 2000, respectivement pages 2 et 4.

²¹⁷ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, pages 3 et 4.

Pour l'AIEQ, Hydro-Québec devrait, d'une part, établir une structure tarifaire et un prix de transport compétitif; et, d'autre part, maintenir une tarification unique sur tout le territoire québécois²¹⁹.

Documents et informations requis

Le RNCREQ demande que soient déposés les documents et informations suivants relatifs à l'élimination des obstacles aux options de production souhaitables sur le plan environnemental :

1. une description du traitement réservé aux énergies intermittentes;
2. l'identification des parties du réseau dont la gestion constitue un problème existant ou appréhendé, et une description du degré de cette congestion;
3. une analyse comparative des coûts et du degré d'accès au réseau de transport par des producteurs utilisant, d'une part, des sources d'énergie « *traditionnelles* » et, d'autre part, de nouvelles technologies basées sur des ressources intermittentes et écologiquement avantageuses; cette analyse devrait comprendre des scénarios de niveau d'intermittence, de degré de prévisibilité de la disponibilité de la ressource et du niveau de congestion des lignes.²²⁰

Dans sa réplique, Hydro-Québec estime prématuré de traiter dans la présente cause de l'élimination des obstacles aux options de production souhaitables sur le plan environnemental et indique que le point 1 ci-dessus concerne le traitement qui est déjà prévu au contrat et pourrait être discuté²²¹. Pour Hydro-Québec, il n'y a pas d'accès compliqué par les dispositions du contrat du service de transport pour les sources intermittentes²²². De son point de vue, il y a lieu d'attendre les décisions du gouvernement suite aux avis rendus par la Régie sur l'énergie éolienne et la petite hydraulique. Hydro-Québec signale que les achats relatifs à ces sources intermittentes se font aujourd'hui par le distributeur²²³. Enfin, Hydro-Québec ne prévoit pas déposer l'analyse comparative dont il est

²¹⁸ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 5.

²¹⁹ Position de l'AIEQ, 3 avril 2000, page 2.

²²⁰ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 5.

²²¹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 38.

²²² NS, 13 avril 2000, volume 2, page 30.

²²³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 31.

question dans le point 3 ci-dessus étant donné qu'elle soutient qu'il n'existe pas, actuellement et pour l'année projetée, de problème d'accès²²⁴.

Opinion de la Régie

La Régie croit que le sujet 8 figurant dans la liste qu'elle a proposée devrait couvrir un volet plus large que la conception des tarifs et choisit d'intituler le sujet 8 non plus « *Conception des tarifs* », mais plutôt « *Tarifs de transport* », comme il a été proposé par Hydro-Québec dans son item 7.

La Régie partage l'avis formulé par les intervenants et Hydro-Québec de traiter dans la présente cause des rabais applicables au service point à point. La Régie décide d'ajouter ce sous-thème à ceux qu'elle a déjà identifiés.

Hydro-Québec devra, à cet effet, déposer devant la Régie sa politique de rabais appliquée dans le cadre du service point à point.

La Régie comprend que le sous-thème « *Comparaison avec les tarifs existants* » proposé par Hydro-Québec permettrait la détermination des variations tarifaires pour chacun des services de transport. La Régie décide d'ajouter ce thème au sujet 8 « *Tarifs de transport* ».

La Régie prend acte que le sous-thème « *Grille tarifaire pour 2001* » proposé par Hydro-Québec couvre la conception des tarifs²²⁵ et s'attend à ce qu'Hydro-Québec explique la structure de ses tarifs de transport.

La Régie estime que le reflet des coûts constitue un principe essentiel pour des tarifs fondés sur le coût de service et demande à Hydro-Québec d'expliquer le lien entre la structure des tarifs et la structure de coûts du transport.

La Régie demande à Hydro-Québec de définir et de justifier les principes de tarification du transport qu'elle compte retenir dans la présente cause et de préciser quels sont ceux applicables à chacun des services du transport.

Pour chacun des services du transport, Hydro-Québec devra décrire et justifier la structure tarifaire, fournir les détails sur l'établissement des tarifs, et remettre la

²²⁴ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 38 et 39.

²²⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 76.

grille tarifaire pour 2001. Hydro-Québec devra également définir chacune des classes tarifaires du transport.

Concernant la tarification des services ancillaires, la Régie demande à Hydro-Québec de définir chacun des services ancillaires du transport en spécifiant ceux fournis par Hydro-Québec Production et ceux obligatoirement fournis par TransÉnergie, conformément au Règlement numéro 659. La Régie demande également à Hydro-Québec, d'une part, de préciser et de justifier sur quelle base (coût, valeur au marché) sont fondés les prix de ces services, et, d'autre part, d'explicitier sa méthode de facturation des services ancillaires.

La Régie considère le sous-thème lié à une charge, redevance ou tarif spécial pour financer un Fonds d'investissement éconergétique, proposé par le RNCREQ et STOP/SÉ, comme prématuré et choisit de ne pas le retenir dans la présente cause. La Régie croit que les programmes concernés par ce fonds devraient d'abord être définis avec précision.

Il apparaît également prématuré pour la Régie d'examiner dans la présente cause le traitement réservé spécifiquement aux producteurs d'énergie de source intermittente, d'autant plus que selon Hydro-Québec, les achats de ce type d'énergie se font aujourd'hui par le distributeur. Cependant, les impacts des tarifs proposés sur ces producteurs pourraient être examinés.

En conséquence, la Régie demande à Hydro-Québec de traiter les sous-thèmes suivants dans la présente cause :

- Principes tarifaires;
- Établissement des tarifs de transport et structure tarifaire;
- Politique des rabais sur les services point à point;
- Grille tarifaire pour 2001;
- Comparaison avec les tarifs existants et variation tarifaire par type de service offert;
- Services ancillaires.

4.9 THÈME 9 : QUALITÉ DE LA PRESTATION DU SERVICE

La liste de la Régie suggérait les sous-thèmes suivants :

- Définition de la qualité de service
- Indices de qualité et suivi²²⁶

Position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec accepte les sous-thèmes proposés par la Régie.

Position des intervenants

Peu d'intervenants ont traité spécifiquement de la qualité de la prestation du service, bien que la majorité d'entre eux se sont déclarés, de façon générale, d'accord avec la liste suggérée.

STOP/SÉ a proposé la détermination d'une méthode de suivi pour réévaluer lors de la cause tarifaire subséquente la justesse des prévisions, dont la prévision des besoins en fiabilité, en vue de la planification des actifs²²⁷.

OC estime approprié de discuter dans cette cause de la qualité de service offert par TransÉnergie, en particulier parce que les clients résidentiels n'ont que rarement la possibilité de passer de l'électricité à une autre source d'énergie en cas de panne. Selon cet intervenant, il convient de commencer dès maintenant de traiter cette question bien que les discussions puissent s'échelonner dans le temps²²⁸.

²²⁶ Lettre de la Régie, 16 mars 2000, annexe.

²²⁷ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 6.

²²⁸ Position d'OC, 3 avril 2000, page 2.

Opinion de la Régie

Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit notamment tenir compte de la qualité de la prestation du service, conformément à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 9 de la Loi. Pour la Régie, la détermination de tarifs est indissociable du niveau de performance attendu de la part du fournisseur de service, soit TransÉnergie dans le cas présent. Il importe donc de bien identifier le niveau de performance que les utilisateurs sont en droit d'obtenir par rapport à ce que le transporteur est en mesure de livrer.

Il existe de multiples façons de mesurer la performance d'une entreprise et de s'assurer, de façon générale, qu'elle respecte les seuils minimaux et les objectifs fixés. La Régie doit s'assurer que les utilisateurs obtiennent un service de transport fiable et de qualité, dont le niveau de performance correspond adéquatement aux coûts qu'ils assument.

La Régie est d'avis qu'il ne lui revient pas de s'ingérer dans la gestion interne de l'exploitant du réseau de transport mais, par contre, elle doit se renseigner sur la performance en termes de résultats par rapport à ses attentes.

En conséquence, Hydro-Québec devra proposer une série d'indicateurs de performance qui permettront d'évaluer le niveau de performance actuel de TransÉnergie ainsi que de suivre et de comprendre l'évolution de sa performance au fil des ans. Les indicateurs devront être choisis et conçus afin de permettre la comparaison de la performance de TransÉnergie avec celle d'entreprises comparables.

Les indicateurs présentés par Hydro-Québec devront couvrir les domaines de performance suivants :

- La satisfaction de la clientèle du réseau de transport;
- La fiabilité du service de transport;
- L'optimisation de l'exploitation du réseau;
- Le contrôle des charges d'exploitation;
- Les responsabilités sociales et environnementales de TransÉnergie incluant celles en matière de santé et de sécurité des personnes.

À l'égard de la fiabilité du réseau de transport, les indices présentés par Hydro-Québec devront permettre de mesurer sa performance globale et sa performance au sein des différentes régions qu'elle dessert.

La requête devra présenter la durée moyenne et le nombre de pannes et d'interruptions de service planifiées qui ont affecté le réseau de transport au cours de la dernière année.

4.10 THÈME 10 : AUTRES CONDITIONS D'ACCÈS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

La liste de la Régie suggérait le sous-thème suivant :

- Contrat du service de transport d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau

Position d'Hydro-Québec

Le thème 10 de la Régie n'a pas été repris par Hydro-Québec. Le thème proposé par Hydro-Québec et intitulé « *autres sujets* », inclut :

- Ajustements au contrat du service de transport;
- Services ancillaires : description sommaire et prix facturé;
- Fonctionnement du système OASIS;
- Normes de conduite;
- Exclusion des activités non réglementées.

Hydro-Québec mentionne qu'elle proposera des ajustements au contrat du service de transport. Elle mentionne qu'elle ne propose pas une analyse article par article ou mot à mot du contrat du service de transport. Elle proposera les modifications qui résulteront de la décision à être rendue sur les tarifs²²⁹.

Selon Hydro-Québec, les aspects tarifaires du contrat seront revus, et elle proposera des ajustements de langage au contrat de service du transport.

²²⁹ . NS, 13 avril 2000, volume 2, page 31.

Hydro-Québec mentionne que le contrat de service est une traduction inspirée du pro forma de la FERC et elle peut possiblement être améliorée. Hydro-Québec proposera également certains ajustements découlant des décisions de la FERC subséquentes à sa décision 888²³⁰.

Lors de la rencontre préparatoire, Hydro-Québec a mentionné que la question des conditions d'entrée et d'accessibilité au réseau ou les droits de sorties seront couverts dans le dossier, par les dispositions du contrat du service de transport²³¹.

Position des intervenants

L'ARC/FACEF désire qu'une analyse approfondie du Règlement numéro 659 et des principes qu'il sous-tend en fonction du contexte québécois et des préceptes de la *Loi sur la Régie de l'énergie* soit effectuée²³².

Pour l'ACEF de Québec, advenant que des discussions sur ce thème aient lieu au cours de cette audience, la seule chose qui apparaîtrait importante de discuter serait la priorisation opérationnelle des services offerts aux clientèles régulières au Québec, en tout temps²³³.

Pour l'AIEQ, il importe d'établir des conditions d'accès équitables et adaptées tenant compte des ressources et attentes des usagers québécois. L'AREQ, pour sa part, désire ajouter la notion de droit d'entrée et de sortie sur le réseau de transport comme sujet devant être traité dans cette cause²³⁴.

Pour le CERQ, les liens contractuels entre le groupe Production et TransÉnergie doivent être identifiés.

Pour STOP/SÉ, plusieurs adaptations sont nécessaires au texte du Règlement numéro 659²³⁵.

Pour sa part, le ROEE est d'avis que certaines des conditions normatives contenues dans ce Règlement doivent faire l'objet d'un examen dès la première

²³⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 31 et 32.

²³¹ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 76.

²³² Position de l'ARC/FACEF, 3 avril 2000, page 3.

²³³ Position de l'ACEF de Québec, 3 avril 2000, pages 2 et 3.

²³⁴ Position de l'AREQ, 3 avril 2000, page 1 et NS, 12 avril 2000, volume 1, page 74.

²³⁵ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 6.

cause tarifaire afin de tenir compte de façon plus cohérente et pertinente de la configuration et des conditions d'exploitation spécifiques à la réalité du marché québécois de la fourniture d'électricité²³⁶.

Le RNCREQ reproduit une version amendée de la liste initiale de sujets de la Régie reflétant les droits et obligations prévus au Règlement numéro 659 qui devraient être considérés dans la présent dossier. Les amendements prioritaires à ce thème consistent à l'ajout de sous-thèmes telles les politiques de rabais, la rémunération des coûts des nouvelles installations et les pénalités. L'intervenant indique également quelques légères modifications qui, selon lui, permettraient d'adapter la liste au cadre d'une audience tarifaire sur le transport d'électricité. Ces modifications ont trait à la méthodologie pour exécuter une étude d'impact sur le réseau, à l'obligation de desservir, aux priorités de réservation et à la conformité avec les politiques de la FERC. Le RNCREQ inclut dans cette catégorie les mécanismes pour garantir le respect des dispositions du Règlement telle les comptes distincts, la désignation des ressources en réseau, l'identification des points de réception et l'obligation de déposer les conventions de service.

Documents et informations requis

Le RNCREQ identifie comme documents requis, dans le cadre de la présente cause, des conventions de service pour le service de point à point à long terme²³⁷.

Dans sa réplique, Hydro-Québec mentionne qu'il y a un élément de confidentialité à cet égard. La compagnie fera part de sa position et également de celle de ses co-contractants à la Régie, en anticipant un dépôt auprès de la Régie, mais en demandant le traitement confidentiel prévu à l'article 30²³⁸.

La notion de confidentialité est aussi invoquée par Hydro-Québec²³⁹ dans le cas des demandes du RNCREQ²⁴⁰ concernant les contrats de service exécutés pour le service en réseau intégré ainsi que le service ferme de point à point à long terme,

²³⁶ Position du ROEE, 3 avril 2000, page 8.

²³⁷ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 5.

²³⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 37.

²³⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 38.

²⁴⁰ Position du RNCREQ, 3 avril 2000, page 5.

la liste des clients de TransÉnergie indiquant pour chacun les capacités et périodes réservées ainsi que les revenus tirés.

Pour ce qui est des demandes du ROEE en ce qui a trait aux conditions normatives du tarif de transport²⁴¹, Hydro-Québec mentionne que le contrat de service est un sujet à débattre dans la présente cause et que les intervenants pourront questionner sur le contrat du service de transport²⁴².

STOP/SÉ demande le dépôt d'un projet de texte amendé du Règlement numéro 659, lequel pourrait comporter en annexe le texte amendé des normes de conduite de TransÉnergie²⁴³.

Hydro-Québec mentionne en réplique que les propositions de modifications qu'elle fera au contrat du service de transport seront documentées²⁴⁴.

De plus, STOP/SÉ demande le dépôt, si la Régie juge l'item proposé par l'AREQ pertinent, des tarifs proposés par Hydro-Québec pour l'entrée, la sortie et le *stand-by* des redistributeurs dans le réseau principal.

Opinion de la Régie

La Régie constate que les participants sont généralement en accord avec sa proposition à l'effet d'introduire le thème « *Autres conditions d'accès au réseau de transport* » comme sujet devant être traité dans la présente cause tarifaire. Elle constate que plusieurs intervenants²⁴⁵ ont signifié leur intention de traiter de ce thème et ont apporté des précisions sur les sujets qui les intéressent plus particulièrement.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec a indiqué que le contrat du service de transport sera une question à débattre et qu'elle compte proposer certains ajustements au contrat du service de transport, notamment au niveau du langage et de sa conformité avec des décisions de la FERC. La Régie prend acte

²⁴¹ Position du ROEE, 3 avril 2000, pages 8 et 9.

²⁴² NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 44 et 45.

²⁴³ Position de STOP/SÉ, 3 avril 2000, annexe, page 6.

²⁴⁴ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 52.

²⁴⁵ Dont notamment, l'ARC/FACEF, l'ACEF de Québec, AIEQ, AREQ, STOP/SÉ, ROEE et le RNCREQ.

également qu'Hydro-Québec traitera des modalités d'entrée et de sortie du réseau par les dispositions du contrat du service de transport.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec propose les sous-thèmes « *fonctionnement du système OASIS* » et « *normes de conduite* ». Quant aux sous-thèmes « *services auxiliaires : description sommaire et prix facturé* » et « *exclusion des activités non réglementées* », ces derniers sont traités respectivement aux sections 4.7 et 3.2.

La Régie fait donc des sous-thèmes retenus ci-dessus des questions à débattre pour la présente cause tarifaire et demande à Hydro-Québec de déposer une copie du contrat du service de transport identifiant les modifications proposées par Hydro-Québec et de déposer à la Régie les conventions de services signées selon les parties II et III du contrat du service de transport. La Régie considère que ces documents permettront de répondre aux demandes des intervenants telles que présentées ci-dessus.

5. CONFIDENTIALITE

Position d'Hydro-Québec

Dans le cadre de la rencontre préparatoire, Hydro-Québec a indiqué que certains documents reliés à la présente cause tarifaire pourraient faire l'objet d'une demande de confidentialité prévue à l'article 30 du *Règlement sur la procédure*. Elle n'est pas entrée dans le détail de la définition de chacun ni n'a offert de justification précise pour chacun laissant entendre que la recherche de telles ordonnances seraient faites en temps et lieu²⁴⁶.

Position des intervenants

Face à la confidentialité, le procureur de NYPA incite la Régie à ne pas prendre de décision hâtive à ce propos et d'attendre qu'une question concrète se pose. Le procureur du NYPA souligne que lorsque les décisions sont prises d'avance, dans l'abstrait, « *c'est souvent des décisions difficiles à appliquer* »²⁴⁷.

²⁴⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, pages 37 et 38.

²⁴⁷ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 228.

Opinion de la Régie

Conformément aux articles 13.4, 14.4 et 29.5 du Règlement numéro 659²⁴⁸, la Régie rend une première ordonnance à l'effet de demander le dépôt en preuve, par Hydro-Québec, des conventions de services prévues à ces articles, tel que demandé à la section 4.10.

Au bénéfice de tous les participants, la Régie rappelle quelques principes s'appliquant aux questions de confidentialité qu'elle entend appliquer lors des demandes de confidentialité.

L'article 30 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que :

« 30. La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert. »

La Régie a déjà eu l'occasion de se pencher, à quelques reprises, sur des demandes de confidentialité. Que ce soit dans l'Avis A-98-01 sur l'article 167 de sa Loi ou dans les décisions D-98-21, D-98-32, D-98-40, D-98-61 et D-98-111, les principes à retenir sont les suivants :

- Le fardeau de prouver la confidentialité appartient à celui qui l'invoque;
- Dans le cadre d'une cause tarifaire, tenue notamment en vertu des articles 25 et 48 de la Loi, le législateur a souhaité que ces audiences soient publiques;
- Ceci fait en sorte que toute exception à ce dernier principe doit être *« nettement justifiée »*.
- La décision D-98-111 mentionne de plus :

*« Par essence, la fixation d'un tarif exige la divulgation de nombreuses informations à caractère délicat pour une entreprise. Il faut démontrer, au moins à première vue, les motifs pour lesquels la Régie serait appelée à faire des exceptions ou des distinctions pour octroyer la confidentialité. »*²⁴⁹

²⁴⁸ Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau, L.R.Q., c. H-5, r. 0.3, D. 276-97.

²⁴⁹ D-98-111, 9 novembre 1998.

6. TRADUCTION

Lors de la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril dernier, certains intervenants²⁵⁰ ont fait part à la Régie de leurs préoccupations concernant la nécessité d'une traduction anglaise de certains documents.

Au cours des dernières années, plusieurs dossiers de la Régie ont fait l'objet de demandes de remboursement de frais reliées à la traduction de documents²⁵¹. Dans le dossier R-3405-98, la Régie avait d'ailleurs demandé à Hydro-Québec de fournir une version française d'une de ses expertises, rédigée en anglais²⁵².

La Régie se doit d'être pragmatique et doit chercher, dans le meilleur des cas, à minimiser les coûts engendrés par le processus d'audiences publiques. C'est pourquoi, pour le bénéfice de tous les intervenants, la Régie demande à Hydro-Québec déposer sa requête amendée et ses expertises en français et en anglais. Cela évitera une possible duplication des frais de traduction encourus par les intervenants.

Quant à la preuve d'Hydro-Québec ou à tout autre document que les intervenants pourraient déposer au cours du présent dossier, la Régie juge qu'il n'est pas pertinent d'en exiger la traduction complète.

La Régie demande aux intervenants, avant de traduire une partie de la preuve, d'informer les autres participants et la Régie afin de vérifier s'il y aurait lieu de procéder à la mise en commun de la traduction afin de réduire les frais. À défaut, la Régie, lors de l'octroi des frais, évaluera l'utilité ou la duplication de telles dépenses de traduction en regard du *Guide de paiement des frais des intervenants*.

²⁵⁰ NYPA, OPG, OC, RNCREQ et STOP/SE.

²⁵¹ D-98-129, 2 décembre 1998, D-99-62, 4 mai 1999, D-99-206, 23 décembre 1999.

²⁵² D-99-40, 23 mars 1999, page 8.

7. ECHEANCIER

L'échéancier proposé par la Régie

En annexe à sa lettre du 5 avril 2000 aux participants, la Régie expédie un projet d'échéancier prévoyant une série d'événements devant se produire à des intervalles similaires à ceux que l'on retrouve dans les dossiers tarifaires normaux pour les sociétés gazières. Ces dernières sont assujetties à la Régie depuis nombre d'années. Le dépôt de la requête amendée y est fixé pour le 4 juillet 2000 tel que prévu dans la décision D-99-205²⁵³. Les audiences se terminent vers le 17 novembre 2000 pour une décision avant le 1^{er} janvier 2001, date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs selon la décision D-99-120.

L'urgence

Les principaux éléments des commentaires entendus visent à questionner l'urgence de procéder à un tel rythme, rythme acceptable pour des sociétés gazières habituées à procéder devant la Régie, mais comme le présent dossier n'est pas un dossier comme les autres, constituant une première en électricité, il faut prévoir plus de temps²⁵⁴. Comme personne, mis à part Hydro-Québec, ne semble utiliser le réseau de transport à ses fins propres, pour l'instant, il n'y aurait pas de préjudice de prendre un peu plus de temps²⁵⁵ pour rendre une décision. Certains ont même prétendu qu'Hydro-Québec aurait dû alléguer et prouver cette urgence²⁵⁶.

Certains, comme STOP/SÉ, ont suggéré des délais un peu plus longs pour réaliser certaines phases²⁵⁷.

Pour sa part, Hydro-Québec considérerait le calendrier comme normal et conforme à la chronologie des événements et des décisions rendues dans le présent dossier²⁵⁸, bien qu'elle suggérerait l'addition d'une semaine au temps prévu pour lui permettre de répondre aux intervenants²⁵⁹. Hydro-Québec considère qu'il n'y

²⁵³ Décision D-99-205, 18 novembre 1999, page 10.

²⁵⁴ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 51 et 52, 80 et 108, 13 avril 2000, volume 2, page 97.

²⁵⁵ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 53.

²⁵⁶ NS, 12 avril 2000, volume 1, pages 81, 107.

²⁵⁷ Lettre de M^e Neuman, du 11 avril 2000, pages 1 et 2.

²⁵⁸ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 17.

²⁵⁹ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 86.

a pas « *cri d'urgence; il n'y a pas argumentation d'urgence* »²⁶⁰, et en conséquence elle n'a pas d'allégué ni de preuve à faire sur l'urgence.

L'échéancier proposé par certains intervenants

Le RNCREQ a déposé de concert avec d'autres intervenants un échéancier dans lequel le dépôt de la requête amendée d'Hydro-Québec est prévu pour le 1^{er} septembre 2000, les demandes de renseignements s'effectuent en deux rondes, du 22 septembre 2000 au 12 janvier 2001, le dépôt de la preuve des intervenants est fixé au 16 février 2001, et les audiences s'échelonnent du 14 mars au 1^{er} mai 2001. L'argumentation n'y est pas prévue. Plusieurs intervenants se sont dit à l'aise avec cette proposition d'échéancier.

Opinion de la Régie

S'il n'y a pas d'urgence alléguée ni prouvée, il y a toutefois un calendrier réglementaire global qui, dans un premier temps, prévoit des tarifs qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2001²⁶¹ et, par la suite, des tarifs de fourniture d'électricité qui devront prendre effet après la période de gel tarifaire en cours. Pour que des tarifs de fourniture entrent en vigueur en 2002, il faut prévoir le déroulement d'une cause tarifaire préalable de fourniture et une décision sur les tarifs de transport qui seront un intrant majeur de cet éventuel tarif de fourniture.

Dans le cas présent, il ne semble pas y avoir de clients du service de transport autres qu'Hydro-Québec et donc pas de préjudice allégué, d'autant plus qu'il y a gel des tarifs finaux. La Régie estime donc disposer d'une certaine marge de manœuvre pour émettre une décision avec effet rétroactif. Hydro-Québec admet qu'il n'y aurait pas d'impact tarifaire négatif à court terme²⁶². Toutefois, la Régie rappelle qu'il y a tout de même lieu de procéder avec diligence et qu'en aucun

²⁶⁰ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 16.

²⁶¹ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 24.

²⁶² NS, 13 avril 2000, volume 2, page 113.

temps les délais accordés ne doivent affecter l'échéancier global qui inclut des tarifs de fourniture pour 2002. Comme le précisait M. Vital Barbeau, de l'ACEF de Québec :

« La seule réserve au point de vue des consommateurs, et c'est une réserve majeure, c'est qu'en aucun cas, là, une prolongation de cette audience-là sur les tarifs de transport ne devra être une contrainte pour les délais futurs des audiences qui vont venir sur la distribution ou sur les tarifs de distribution ou sur l'audience générique sur les tarifs finaux. »²⁶³

L'échéancier retenu

La Régie adopte l'échéancier annexé aux présentes. Celui-ci tient compte des remarques faites par les participants et qui comportent les caractéristiques suivantes :

Le dépôt de la requête amendée

Dans la décision D-99-205 du 18 novembre 1999, le dépôt de la requête amendée est prévu pour le 4 juillet 2000. Dans sa lettre du 3 avril 2000, Hydro-Québec indique :

« Hydro-Québec prépare actuellement son dossier tarifaire du transport d'électricité dans l'approche réglementaire ci-haut décrite et de manière à traiter des sujets usuels d'une cause tarifaire que la Régie a identifiés dans l'annexe à sa lettre du 16 mars 2000 aux participants. L'ajout d'autres sujets et même l'élargissement de certains des éléments constituant normalement un dossier tarifaire requerront la préparation de documents, de preuves et, possiblement, d'expertises qui risquent d'ajouter au temps requis pour l'achèvement du dossier d'Hydro-Québec de même qu'au temps prévu pour les audiences. »²⁶⁴

La Régie accorde à Hydro-Québec un délai additionnel jusqu'au mardi 15 août 2000 pour déposer sa requête amendée avec les documents à son soutien y compris ceux prévus en annexe à la présente. Elle annexe à la présente décision la liste des sujets qu'elle ordonne à Hydro-Québec de traiter.

²⁶³ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 109.

²⁶⁴ Position d'Hydro-Québec, 3 avril 2000, page 2.

Ce délai additionnel tient compte du fait que la requête initiale date de mai 1998, qu'Hydro-Québec a tenu des séances d'information en février et mars 2000 au cours desquelles elle a produit des documents dont certains sont de nature à être produit en preuve dans le présent dossier, et que le présente décision donne encore quelques mois avant l'échéance. Ce délai tient compte aussi du délai entre la rencontre préparatoire et la date de la présente décision.

Ce délai tient compte également de la préoccupation manifestée par les intervenants à l'effet qu'il est difficile de faire une recherche d'experts en plein été²⁶⁵. Puisqu'Hydro-Québec n'était pas en mesure d'indiquer lors de la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000 sur quels sujets porteraient ses expertises²⁶⁶, il se peut que certains intervenants veuillent requérir de nouveaux experts pour compléter leur preuve lorsqu'ils auront pris connaissance de la preuve d'Hydro-Québec.

Demandes de renseignements

Lors de la rencontre des 12 et 13 avril 2000, certains intervenants ont demandé qu'il y ait une seconde ronde de questions posées par les intervenants à Hydro-Québec²⁶⁷, et dont le projet de calendrier déposé par les intervenants prévoyait un délai d'un mois et demi pour cette ronde. La raison de cette ronde additionnelle reposait sur l'affirmation suivante : *« on a une crainte qu'on ne peut pas avoir accès aux informations nécessaires pour faire notre preuve » « [...] mais notre expérience, et on a eu beaucoup de difficultés à avoir la production des documents et précisions »*.²⁶⁸

La Régie ne peut présumer, au présent stade du dossier, qu'Hydro-Québec ne répondra pas aux questions des intervenants ni que toutes les questions des intervenants seront pertinentes et exigeront une réponse d'Hydro-Québec. La Régie juge prématuré d'y donner suite.

²⁶⁵ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 93.

²⁶⁶ NS, 13 avril 2000, volume 2, page 95.

²⁶⁷ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 82.

²⁶⁸ NS, 12 avril 2000, volume 1, page 83.

Le dépôt de la preuve et des mémoires des intervenants

Dans la lettre de STOP/SÉ²⁶⁹, il était demandé un délai de quatre semaines entre la date du dépôt des derniers renseignements d'Hydro-Québec et le dépôt de la preuve des intervenants, alors que le projet de calendrier annexé à la lettre du 3 avril 2000 de la Régie prévoyait une semaine. Le projet de calendrier déposé par le RNCREQ lors des audiences des 12 et 13 avril prévoyait aussi un délai de quatre semaines pour cette étape.

La Régie accorde une semaine additionnelle pour le dépôt de la preuve des intervenants et de leur mémoire, en tenant compte du fait que les intervenants auront eu en main la requête amendée d'Hydro-Québec et l'essentiel de leur preuve depuis plusieurs semaines, ce qui, selon la Régie, est suffisant.

La Régie tient compte aussi du fait que la reconnaissance des intervenants dans le présent dossier date du 31 janvier 2000, ce qui leur laisse amplement de temps pour préparer leur dossier, même si une partie de la documentation nécessaire à leur position dépend de l'information que possède Hydro-Québec.

L'audience

Dans l'échéancier annexé, il est prévu quatre semaines d'audience. Les jours d'audience se dérouleront à raison de quatre jours d'audience par semaine et en procédant par sujet pour permettre aux intervenants qui ne se sentiraient pas concernés par une preuve sur un sujet particulier de vaquer à d'autres occupations. Avec 16 intervenants dans le dossier, il n'apparaît pas nécessaire que tous les intervenants soient présents à tous les jours d'audience. Les frais remboursables exigent planification et parcimonie.

L'argumentation

La Régie croit qu'il y a avantage à ce que tous les participants remettent leur argumentation écrite en même temps et qu'ils se répondent aussi en même temps, le tout avec un intervalle de 15 jours.

²⁶⁹ Lettre du 11 avril 2000, page 2.

8. PAIEMENT DES FRAIS POUR LA PHASE INFORMATIONNELLE

Demandes des intervenants

La Régie prend connaissance des demandes de paiement de frais de la Phase I déposées par sept intervenants, dont le total s'élève à 50 709,16 \$. La Régie a également reçu la lettre du procureur du NYPA l'avisant que cette dernière ne demande aucun frais pour la Phase I et en prend note. Le tableau suivant résume les demandes de paiement des intervenants, en y incluant, le cas échéant, les taxes :

<i>DEMANDES DES INTERVENANTS</i>	
<i>ACEF de Québec</i>	<i>3 921,13 \$</i>
<i>ARC/FACEF</i>	<i>4 889,50 \$</i>
<i>CERQ</i>	<i>5 345,08 \$</i>
<i>Coalition industrielle</i>	<i>6 850,00 \$</i>
<i>GRAME/UDD</i>	<i>6 901,48 \$</i>
<i>RNCREQ</i>	<i>8 525,84 \$</i>
<i>ROEE</i>	<i>7 600,00 \$</i>
<i>STOP/SÉ</i>	<i>6 676,13 \$</i>
<i>TOTAL</i>	<i>50 709,16 \$</i>

Dans sa décision D-99-205, la Régie a prévu une première phase (Phase I) qui se voulait informationnelle et qui avait pour objectif principal de faciliter l'échange d'information et de procurer une meilleure compréhension de la cause tarifaire du transport d'électricité.

Compte tenu de la nature et de la portée des séances d'information de la Phase I, la Régie a fixé, dans sa décision D-99-205, un montant maximal de 1 500 \$ pour la préparation, la participation et les déboursés de chaque intervenant pour chacune des trois séances d'information, soit un total maximum possible de

4 500 \$ par intervenant. Toutefois, dans le cas d'un intervenant représentant des groupes de personnes réunis, ce montant total s'élève à 6 000 \$. Ces seuils maximums s'appliquent aux montants admissibles par la Régie avant taxes. La période d'admissibilité pour les frais attribuables à la Phase I ne couvre donc pas le travail effectué par les intervenants pour la demande d'intervention, ni celui effectué pour les rencontres préparatoires des 12 et 13 avril 2000 derniers. Ces travaux requièrent de la part de la Régie une évaluation de leur utilité et de leur pertinence, ce qui se fera lors du traitement global des frais des intervenants à la fin de la présente cause ou à tout moment jugé opportun par la Régie.

Commentaires d'Hydro-Québec

Hydro-Québec²⁷⁰ a commenté les frais des huit demandeurs. Elle note également que le NYPA ne requiert pas de frais pour la Phase I. De manière générale, Hydro-Québec rappelle à la Régie qu'elle a versé des frais préalables de 1 600 \$ à cinq²⁷¹ intervenants et que seuls l'ARC/FACEF et le RNCREQ en font mention dans leur demande.

De plus, Hydro-Québec note que le GRAME/UDD et le RNCREQ réclament des frais totaux, avant taxes, excédant le maximum fixé par la Régie dans la décision D-99-205, et elle est d'avis que le montant maximum de 2 000 \$, applicable à ces deux intervenants, est raisonnable et doit être maintenu. Toujours selon cette décision, Hydro-Québec mentionne et comprend que seuls les frais reliés aux séances d'information, donc excluant les frais relatifs à la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000, font l'objet des présentes demandes de frais.

Par ailleurs, en ce qui concerne le CERQ, outre ses remarques sur le montant maximum de 2 000 \$ applicable aux frais de cet intervenant, Hydro-Québec remarque que ce dernier réclame la somme maximale de 300 \$ avant taxes comme dépenses afférentes provenant de l'enveloppe de 6 %, sans aucunement indiquer quelles sont ces dépenses. Hydro-Québec affirme qu'il lui est impossible de déterminer si ces dépenses sont admissibles sans avoir quelque indication sur leur nature.

Pour ce qui touche la Coalition industrielle, Hydro-Québec rappelle à l'intervenant que le total des frais qui lui sont payables ne devrait excéder la

²⁷⁰ Commentaires d'Hydro-Québec, lettres du 20 avril, du 25 avril et du 10 mai 2000.

²⁷¹ ARC/FACEF, GRAME/UDD, RNCREQ, ROEE et STOP/SÉ.

limite de 6 000 \$ fixée par la Régie. Finalement, Hydro-Québec remarque à propos de ce même intervenant que sa demande de frais n'est pas accompagnée d'affidavit, tel qu'exigé à l'article 13 du *Guide de paiement des frais des intervenants* de la Régie.

Opinion de la Régie

Pour l'ACEF de Québec, la Régie a transféré ses dépenses de taxis allant des dépenses de transport des feuillets 6 aux dépenses afférentes du feuillet 5. De plus, elle accorde à l'intervenant six *per diem* de repas de 40 \$/jour totalisant 240 \$. Cependant, l'intervenant a omis de fournir les pièces justificatives devant accompagner les dépenses apparaissant dans ses feuillets 6. La Régie, par conséquent, refuse ces dépenses. L'intervenant ne réclame des taxes que pour ses dépenses afférentes.

Pour l'ARC/FACEF, le montant admis par la Régie à cet intervenant tient compte du montant de frais préalables déjà versé par Hydro-Québec.

Quant au CERQ, l'intervenant réclame un montant forfaitaire de 300 \$ plus taxes, basé sur le montant de ses honoraires réclamés, sans donner aucune justification à la Régie sur l'utilisation de ce montant. Il faut ici comprendre que l'enveloppe de 6 % pour les groupes de personnes réunis comme le CERQ, représente un montant de dépenses maximum à être remboursé pour des dépenses encourues par l'intervenant, selon l'article 26 du *Guide*. Étant donné que l'intervenant ne donne aucune justification de l'utilisation de ce montant et que la Régie ne peut conclure sur leur admissibilité, elle refuse cette dépense.

Dans le cas de la Coalition industrielle, la Régie constate que cet intervenant ne réclame pas de taxe. De plus, la Régie reconnaît l'intervenant comme groupes de personnes réunis formé de l'AQCIE, l'AIFQ et de l'AQPER. Chacun de ces groupes a démontré, dans la demande d'intervention de la Coalition industrielle sa représentativité. Aussi, l'intervenant affirme que le montant des frais de 6 850 \$ qu'il demande est en deçà du maximum de 6 000 \$ établi par la Régie. La Régie rappelle à l'intervenant qu'étant donné la tenue de trois séances, le montant maximum est de 6 000 \$ pour des groupes de personnes réunis. La Régie tient compte de ce fait dans son calcul.

Dans la demande de frais du GRAME/UDD, la Régie a noté que l'intervenant y a réclamé des heures de travail qui sont hors de la période d'admissibilité de la Phase I. La Régie a ainsi retranché 37 heures de travail pour Yves Guérard et 13,75 heures pour Anne-Marie Blais, puisque ces heures sont soit reliées à la demande d'intervention, soit reliées à la rencontre préparatoire. Ces heures pourront être facturées ultérieurement par l'intervenant. Aucune mention au montant de 1 600 \$ reçu en frais préalables n'est inscrite à la demande de frais de l'intervenant. La Régie retranche donc ce montant du montant admissible. L'intervenant réclame 50 % de ses taxes.

La demande du RNCREQ au montant de 8 525,84 \$ est la plus élevée. L'intervenant réclame 100 % de ses taxes. Le total admissible, avant taxes, de 7 652,50 \$, excède le seuil maximal de 6 000 \$ pour les groupes de personnes réunis. Ainsi la Régie ramène ce montant admissible à 6 000 \$, en plus d'y retrancher le montant de frais préalables de 1 600 \$.

Dans la demande tardive du ROEE, la Régie constate que l'intervenant a encouru des frais totalisant un montant de 8 557,86 \$, mais que l'intervenant demande 6 000 \$. L'intervenant réclame 100 % de ses taxes. Le total admissible, avant taxes, de 7 577,50 \$ excède le seuil maximal de 6 000 \$ pour les groupes de personnes réunis. Ainsi la Régie ramène ce montant admissible à 6 000 \$, ce qui correspond à la demande du ROEE, en plus d'y retrancher le montant de frais préalables de 1 600 \$. De fait, aucune mention au montant de 1 600 \$ reçu en frais préalables n'est inscrite à la demande de frais de l'intervenant.

STOP/SÉ propose à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de lui rembourser 75 % des taxes, la Régie juge que cette méthodologie de détermination du pourcentage de remise des taxes est incorrecte. La Régie doit être toujours en mesure de discerner dans les frais de l'intervenant, quel montant des frais est attribuable au STOP/SÉ et quel montant des frais est attribuable à Stratégies Énergétiques. Par ailleurs, la Régie note qu'aucune mention au montant de 1 600 \$ reçu en frais préalables n'est inscrite à la demande de frais de l'intervenant. La Régie retranche donc ce montant.

En conclusion, la Régie accorde aux intervenants précités et ordonne à Hydro-Québec de payer les montants apparaissant sur le tableau de la page suivante, pour leur participation à la Phase I de cette cause tarifaire du transport d'électricité :

<i>MONTANTS ACCORDÉS, AVEC TAXES, AUX INTERVENANTS POUR LA PHASE I</i>					
	<i>Total avant taxes</i>	<i>Taxes</i>	<i>Total avec taxes</i>	<i>Frais préalables</i>	<i>Total accordé</i>
<i>ACEF de Québec</i>	3 583,31 \$	7,45 \$	3 590,76 \$	0,00\$	3 590,76\$
<i>ARC/FACEF</i>	4 889,50 \$	0,00 \$	4 889,50 \$	1 600,00\$	3 289,50\$
<i>CERQ</i>	5 000,00 \$	0,00 \$	5 000,00 \$	0,00 \$	5 000,00\$
<i>Coalition industrielle</i>	6 000,00 \$	0,00 \$	6 000,00 \$	0,00 \$	6 000,00\$
<i>GRAME/UDD</i>	4 183,45 \$	314,28 \$	4 497,73 \$	1 600,00 \$	2 897,73\$
<i>RNCREQ</i>	6 000,00 \$	873,33 \$	6 873,33 \$	1 600,00 \$	5 273,33\$
<i>ROEE</i>	6 000,00 \$	901,50 \$	6 901,50 \$	1 600,00 \$	5 301,50\$
<i>STOP/SÉ</i>	6 000,00 \$	676,13 \$	6 676,13 \$	1 600,00 \$	5 076,13\$
<i>TOTAL</i>	41 656,26 \$	2 772,69 \$	44 428,95 \$	8 000,00 \$	36 428,95\$

Face au nombre élevé de problèmes et d'omissions susmentionnés, la Régie ne peut donc qu'insister au près des intervenants pour qu'ils relisent la décision D-99-124 et s'assurent que les prochaines demandes de frais soient complètes et exemptes de problèmes ou d'omissions. La Régie rappelle qu'elle peut, conformément à l'article 16 de son Règlement sur la procédure, ne pas prendre un dossier en considération s'il comporte des lacunes.

CONSIDÉRANT ce qui précède;

CONSIDÉRANT la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie* et plus particulièrement les articles 2, 26, 27, 28, 48 et suivants;

CONSIDÉRANT le Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie;

CONSIDÉRANT les décisions D-99-34, D-99-40, D-99-62, D-99-120, D-99-124, D-99-129, D-99-189, D-99-205, D-99-206 et D-2000-09;

La Régie de l'énergie :

PREND ACTE des engagements pris par Hydro-Québec de traiter de différents sujets et de fournir des informations et documents le tout apparaissant aux notes sténographiques de la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000;

ORDONNE à Hydro-Québec d'amender sa « *Requête relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité* » du 1^{er} mai 1998 et de présenter sa preuve :

- de façon à traiter la liste des questions à débattre incluant les thèmes et sous-thèmes apparaissant à l'annexe I de la présente décision qui font désormais partie de la présente cause tarifaire;
- de façon à respecter les opinions de la Régie incluses dans la présente décision tant sur les questions à débattre que sur les informations et documents à produire;

DONNE INSTRUCTION à Hydro-Québec de produire au soutien de sa demande amendée les informations et documents qu'elle a consenti à produire lors de la rencontre préparatoire ainsi que toutes les autres informations et tous les documents demandés dans les opinions de la Régie incluses dans la présente décision;

REVISE l'échéancier adopté dans la décision D-99-205, **ADOpte** l'échéancier énoncé à l'annexe II de la présente décision et **ORDONNE** aux participants de respecter cet échéancier;

ORDONNE à Hydro-Québec de prendre les dispositions nécessaires pour l'enregistrement des audiences et leur transcription ainsi que la traduction en langue anglaise ou française, le cas échéant, de la requête amendée et de ses expertises;

ACCORDE des frais, nets de frais préalables déjà payés, pour la phase informationnelle (Phase I) aux intervenants suivants :

ACEF de Québec	3 590,76 \$
ARC/FACEF	3 289,50 \$
CERQ	5 000,00 \$
Coalition industrielle	6 000,00 \$
GRAMÉ/UDD	2 897,73 \$
RNCREQ	5 273,33 \$
ROÉÉ	5 301,50 \$
STOP/SÉ	5 076,13 \$

ORDONNE à Hydro-Québec de payer aux intervenants ci-dessus identifiés les frais de la phase informationnelle (Phase I) ainsi accordés, dans les dix jours des présentes.

DONNE les instructions suivantes aux participants :

- transmettre leur documentation écrite en huit copies au secrétariat de la Régie et une copie à chaque intervenant reconnu;
- transmettre toute leur documentation et communication écrite par courrier électronique ou sur CD-ROM ou disquette format MS Word, version 6 ou supérieure ou format WordPerfect, version 6 ou supérieure.

M^c Marc-André Patoine
Régisseur

M. Anthony Frayne
Régisseur

M. François Tanguay
Régisseur

Liste des représentants :

- Action Réseau Consommateur (ARC) et Fédération des Associations Coopératives d'Économies Familiales du Québec (FACEF) est représentée par M^e Martin Brunelle.
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) est représentée par M. Richard Dagenais et M. Vital Barbeau.
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) est représentée par M^e Jean G. Bertrand.
- Association des constructeurs de routes et grands travaux du Québec (ACRGTO) est représentée par M^e Gisèle Bourque.
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) est représentée par M^e Pierre Huard.
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) est représenté par M^e Claude Tardif.
- Coalition industrielle formée de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE), l'Association des industries forestières du Québec ltée (AIFQ) et de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) est représentée par M^e Guy Sarault.
- STOP/SÉ est représentée par M^e Dominique Neuman.
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) est représentée par M. Phi P. Dang.
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) et Union pour le développement durable (UDD) sont représentés par M. Jean-Pierre Drapeau.
- Hydro-Québec est représentée par M^e F. Jean Morel.
- New-York Power Authority (NYPA) est représenté par M^e Benoît Pepin.
- Ontario Power Generation (OPG) est représenté par M^e Yves Ménard.
- Option consommateurs (OC) est représentée par M^e Eric Fraser.
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) est représentée par M^e Eve-Lyne H. Fecteau.
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) est représentée par M^e Charles O. Brien.
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) est représentée par M^e Jocelyn B. Allard.
- La Régie de l'énergie est représentée par M^e André Turmel et M^e Anne-Marie Poisson.

ANNEXE I

QUESTIONS À DÉBATTRE

LISTE DES THEMES ET SOUS-THEMES RETENUS PAR LA REGIE

THEME 1 : CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

Contexte de la demande tarifaire

- Mission et objectifs de TransÉnergie
- Organigramme et effectifs de TransÉnergie
- Présentation du réseau de TransÉnergie
- Processus budgétaire de TransÉnergie
- Relation d'affaire et contractuelle entre TransÉnergie et autres unités d'affaires d'Hydro-Québec
- Modalités de facturation et méthode de recouvrement du revenu requis de transport
- Modalités de transfert des engagements de la division Services énergétiques au groupe Production

Principales hypothèses économiques et énergétiques

- Inflation
- Taux d'intérêt
- Taux de change
- Prévisions énergétiques
- Situation concurrentielle de l'électricité transitée par TransÉnergie dans le marché régional

THEME 2 : PREVISIONS DES BESOINS ET INVESTISSEMENTS PROJETES

- Besoins de la clientèle
 - Prévisions des besoins par type de services
 - Charge locale
 - Charge du service en réseau intégré
 - Charge du service point à point
- Projection des pointes annuelles et mensuelles
 - Demande de pointe des clients ≥ 44 kV
 - Demande de pointe des clients ≤ 35 kV
 - Pointe d'été/Pointe d'hiver
- Méthodologie du calcul des taux de pertes
- Congestion
- Investissements projetés
 - Programme d'investissement
 - Options à l'étude pour répondre aux besoins prévus

THEME 3 : BASE DE TARIFICATION

- Immobilisations en exploitation
- Additions aux immobilisations
- Retraits d'immobilisation
- Amortissement cumulé
- Immobilisations en cours
- Budget d'investissement
- Matériaux et fournitures
- Frais reportés
- Fonds de roulement
- Opportunité de la création des comptes de nivellement
- Méthodologie de répartition des actifs

THEME 4 : STRUCTURE DE CAPITAL ET TAUX DE RENDEMENT

- Choix de la structure de capital
- Politique de financement
- Coût de la dette
- Risques d'affaires, financiers et réglementaires
- Taux de rendement sur l'avoir propre
- Opportunité d'instaurer un mécanisme de rendement incitatif

THEME 5 : DEPENSES D'OPERATION

- Charges d'exploitation
 - Charges directes
 - Charges indirectes
 - Services facturés – Politique de prix de transfert
 - Frais corporatifs – base d'imputation
- Amortissement
 - Immobilisation
 - Frais reportés
- Taxes

THEME 6 : REVENUS REQUIS

- Établissement du revenu requis pour 2001
- Comparaison avec les revenus générés par les tarifs existants

THEME 7 : ALLOCATION DES COÛTS DE TRANSPORT

- Principe d'allocation des coûts
- Utilisation du réseau de transport
- Différentes fonctions du réseau de transport
- Imputation des pertes techniques
- Méthodologie d'allocation
- Allocation des coûts par services offerts
- Traitement du service point à point non-ferme

THEME 8 : TARIFS DE TRANSPORT

- Principes tarifaires
- Établissement des tarifs de transport et structure tarifaire
- Politique des rabais sur les services point à point
- Grille tarifaire pour 2001
- Comparaison avec les tarifs existants et variation tarifaire par type de service offert
- Services ancillaires

THEME 9 : QUALITE DE LA PRESTATION DU SERVICE

- Définition de la qualité de service
- Indices de qualité et suivi

THEME 10 : CONDITIONS D'ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT

- Ajustements au contrat du service de transport
- Fonctionnement du système OASIS
- Normes de conduite
- Modalités d'entrée et de sortie du réseau de transport

AUTRES THEMES

- Activités non réglementées
 - Politique de prix de transfert
- Présentation et modification des conventions comptables
- Fermeture réglementaire des livres

<i>Initiales</i>	
<i>MAP</i>	
<i>AF</i>	
<i>FT</i>	

ANNEXE II

ÉCHÉANCIER

- 15 août 2000 : dépôt de la demande amendée par Hydro-Québec
- 7 septembre 2000 : demande de renseignements de la part des intervenants et de la Régie à Hydro-Québec
- 14 septembre 2000 : date limite pour produire à la Régie la position succincte des intervenants sur chacun des paragraphes de la requête amendée et en annonçant sur quels paragraphes l'intervenant a l'intention de produire une preuve, et pour faire part à la Régie du regroupement d'intervenants
- 14 septembre 2000 : dépôt des budgets prévisionnels et des demandes de frais préalables pour la phase II
- 28 septembre 2000 : réponses d'Hydro-Québec aux demandes des intervenants et de la Régie
- 5 octobre 2000 : s'il y a lieu, contestation des intervenants sur les réponses d'Hydro-Québec
- 12 octobre 2000 : audience sur la contestation des intervenants, le cas échéant
- 26 octobre 2000 : s'il y a lieu, réponses d'Hydro-Québec suite à la décision sur la contestation des intervenants
- 9 novembre 2000 : dépôt de la preuve des intervenants
- 23 novembre 2000 : demande de renseignements d'Hydro-Québec, des intervenants et de la Régie sur la preuve des intervenants
- 7 décembre 2000 : production des réponses des intervenants aux questions posées
- 13 décembre 2000 : dépôts des requêtes préliminaires, le cas échéant

- 19 décembre 2000 : s'il y a lieu, audience sur les requêtes préliminaires
- 22 janvier 2001 : début des audiences
- 16 février 2001 : fin des audiences
- 2 mars 2001 : dépôt de l'argumentation écrite de toutes les parties
- 16 mars 2001 : réponses de toutes les parties aux argumentations écrites

<i>Initiales</i>	
<i>MAP</i>	
<i>AF</i>	
<i>FT</i>	

ANNEXE III

LISTE DES INFORMATIONS ET DOCUMENTS DEMANDES PAR LES INTERVENANTS

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
CERQ	Rapports relatifs à l'utilisation du réseau de transport, de 1995 à 1999, concernant la ligne à courant continu RNDC et la répartition de son usage entre les marchés domestique et extérieurs.	63
	Rapports détaillés des ventes régulières et à court terme à l'exportation pour l'année 1999, produits des ventes correspondants et imputation des pertes.	37
	Bilan détaillé des activités d'achat-revente pour les années 1998 et 1999, coûts d'achat d'énergie correspondants et imputation comptable, calcul et imputation des pertes.	37
	Rapport et recommandations de novembre 1996 transmis au gouvernement par Hydro-Québec pour justifier l'ouverture du marché de gros et l'adoption du Règlement numéro 652.	26
	Rapports relatifs aux usages des équipements de transport aux points d'interconnexion, de 1995 à 1999, et leur répartition dans le temps entre les activités d'importation et d'exportation.	63
	Contrat de service entre TransÉnergie et la division Services énergétiques et modalités de transfert des engagements au groupe Production.	26
	Rapports relatifs aux modalités de facturation entre TransÉnergie et ses filiales « <i>attribuées</i> », facturation.	54
	Liste des équipements de raccordement des clients tarif L haute tension au réseau de transport, de leur valeur estimée, des coûts de raccordement facturés ou des crédits à la consommation consentis en retour des coûts facturés.	44
	Contrats relatifs à la cession par Hydro-Québec au profit de Connexim d'actifs de transport maintenant considérés comme des actifs de télécommunications.	43

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
Coalition industrielle	La quantification détaillée, avec pièces justificatives à l'appui, de la composante transport qui est présentement facturée aux usagers du Québec et ce, pour chaque catégorie tarifaire.	26
	Les modifications tarifaires qui sont proposées dans le présent dossier tarifaire par rapport au niveau de la composante transport qui est actuellement incluse dans les tarifs intégrés d'Hydro-Québec et ce, pour chaque catégorie tarifaire.	27
	Des explications détaillées, avec pièces justificatives à l'appui, des écarts entre les tarifs proposés dans le présent dossier et ceux qui sont présentement en vigueur pour la composante transport.	26
	Le traitement comptable et réglementaire qui sera proposé pour la récupération prospective des écarts à compter du 1 ^{er} mai 2002.	26
	La liste détaillée de l'ensemble de ses actifs de production, de transport et de distribution en exploitation et en cours de construction ainsi que des contrats en cours d'Hydro-Québec, avec indication de ce qui suit : 1. La description détaillée de chaque actif; 2. La date et le coût d'acquisition de chaque actif; 3. La valeur dépréciée de chacun des actifs à ce jour avec indication des méthodes et périodes d'amortissement qui ont été utilisées; 4. L'utilisation exacte de chaque actif et son imputation, avec motifs à l'appui, à l'une des trois (3) grandes fonctions du réseau, soit la production, le transport ou la distribution; 5. La description détaillée des méthodes et calculs qui sont présentement utilisés chez Hydro-Québec pour l'allocation des coûts entre les activités de production, de transport et de distribution.	43
	L'identification précise, la quantification et le traitement comptable et réglementaire qui sera réservé aux activités non-réglées connexes aux activités relevant de la responsabilité de TransÉnergie	15

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
STOP/SÉ	Projections de croissance 2001-2016 de : - La demande pour chaque catégorie de consommateurs. - La concurrence des autres formes d'énergie pour chacun de ces marchés. - La demande d'électricité pour les véhicules. - Les besoins générés sur le réseau afin d'intégrer des sources de production distribuée. - Le transit d'électricité transfrontalier (import et export, avec chacun des réseaux voisins).	37
	- La méthodologie et les choix d'allocation des actifs entre TransÉnergie et les autres composantes d'Hydro-Québec. Le cas particulier des actifs de recherche et de diffusion des connaissances en transport d'électricité.	43
	- Besoins prévus en fiabilité et équipements prévus (bouclages, améliorations des équipements, etc.) et en puissance réactive (contrôle de voltage).	44
	Suites à donner sur un horizon de long terme aux recommandations de la Commission Nicolet 2.	44
	Projections 2001-2016 de l'évolution du ratio dette / avoir propre de TransÉnergie.	50
	Nouvelle politique sur la gestion des risques en général et des risques monétaires en particulier. Rapport sur l'usage d'instruments dérivés.	51
	Méthode proposée par Hydro-Québec (TransÉnergie) pour la détermination du taux de rendement.	50
	Rapports faisant état de : - La méthodologie et les choix d'allocation des charges entre TransÉnergie et les autres composantes d'Hydro-Québec. Le cas particulier des dépenses de recherche et de diffusion des connaissances en transport d'électricité et sur la mitigation des impacts (bruit, SF6, faune et flore le long des corridors). Le cas particulier des dépenses de mitigation d'impacts et autres charges imposées par les décrets autorisant la construction de nouvelles lignes (ie. gestion prudente des champs électro-magnétiques).	54
	- Coût pour HQ-Production des service de puissance réactive (contrôle de voltage) fournis à TransÉnergie.	54
		64

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
	Rapport sur le coût des services ancillaires offerts, notamment le service de puissance réactive (contrôle de voltage).	64
	Si la Régie juge l'item proposé par l'AREQ pertinent, les tarifs proposés par Hydro-Québec pour l'entrée, la sortie et le stand-by des redistributeurs dans le réseau principal.	75
	Projet de texte réglementaire amendé, lequel pourrait comporter en annexe le texte amendé des normes de conduite de TransÉnergie. (Voir la référence faite par les articles 4, 17.2 et 29.2 du <i>Règlement numéro 659</i> aux normes américaines prévues à l' <i>Ordonnance 889</i>)	76
GRAM/UDD	Études (sur la situation concurrentielle de l'électricité d'HQ) provenant de diverses sources : des études internes d'Hydro-Québec, des études du MRN, des études provenant d'organismes indépendants.	27
OC	Étude détaillée d'allocation du coût de service (référence à l'engagement de TransÉnergie lors de la 3 ^e séance d'information).	62
ROEE	Justification quant au degré réel d'urgence des modifications tarifaires demandées pour le 1 ^{er} janvier 2001.	80
	Preuve de la nécessité de la « <i>détermination du prix unitaire moyen du transport</i> » dans le contexte actuel de la réglementation des activités de transport d'électricité d'Hydro-Québec.	80
	Une schématisation complète, à l'aide de « <i>flow charts</i> » et notes explicatives, du réseau des relations d'affaires de TransÉnergie avec les autres composantes organisationnelles d'Hydro-Québec.	26
	Une schématisation du cheminement et de l'ampleur des flux monétaires correspondants indiquant clairement, en valeurs absolues et relatives, les transferts entre les diverses composantes d'Hydro-Québec dans leurs relations clients-fournisseurs.	26
	Étude spécifique illustrant les impacts croisés (entre les unités d'affaires) de la proposition de structure de capital présumée.	50

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
	Étude spécifique illustrant les impacts croisés (entre les unités d'affaires) résultant d'un taux de rendement présumé sur le capital propre présumé investi dans la base de tarification moyenne du transport. Les impacts croisés devront notamment indiquer, en valeurs monétaires absolues et relatives, les transferts de coût du capital entre la composante transport et les autres composantes d'Hydro-Québec (production et distribution).	51
	Justification économique et énergétique détaillée des nouveaux projets d'immobilisations qui ont une incidence directe sur l'évolution de la base de tarification dans l'année témoin.	44
	Pour les projets majeurs, Hydro-Québec devra stipuler en vertu de quels régimes juridiques et réglementaires spécifiques elle a obtenu ou elle compte obtenir les approbations requises.	44
	Une ventilation des immobilisations de transport : - par catégorie d'immobilisations (postes, pylônes, etc.) - par usage spécifique (ex. : Baie-James, Labrador, Exportation/Importation, bouclages, etc.).	43
	Pour chacun de ces deux niveaux d'intervention, une description détaillée de la méthodologie d'allocation des coûts qu'Hydro-Québec propose ainsi que les résultats quantitatifs de leur application pratique dans la première cause tarifaire.	62
	Une illustration de la situation de départ relativement à l'interfinancement dans laquelle se trouve la division TransÉnergie en regard des autres secteurs d'activités (production, distribution).	64
	Les liens entre la méthodologie d'allocation des coûts et les schémas (<i>flow charts</i>) illustrant les relations d'affaires internes et externes d'Hydro-Québec.	62
	La méthodologie détaillée et les exigences de renseignements relatives à la réalisation des études d'impact sur le réseau (appendice D du <i>Règlement</i>) et illustration des liens spécifiques avec les relations d'affaires entre les composantes d'Hydro-Québec apparaissant sur les schémas (<i>flow chart</i>).	76

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
	Les questions liées à l'obligation de service propre à la prestation du service de transport d'électricité.	76
	Précisions sur les éléments inclus dans la planification du réseau de transport d'Hydro-Québec et leur reflet dans la base de tarification de l'année témoin qui contribuent directement à satisfaire : - les besoins internes de son principal client – Hydro-Québec (production et distribution) – ainsi que les points d'origines et de destinations concernés - les besoins de raccordement aux fins d'exportations.	36
	Une étude à caractère socio-économique : - qui illustre les degrés de dépendance et de dominance qui existent entre les différentes composantes d'Hydro-Québec (production, transport, distribution) - qui mesure l'impact croisé d'une telle situation de marché sur le partage effectif de risque entre ces composantes - qui démontre qu'il est dans l'intérêt économique des consommateurs québécois d'électricité qu'Hydro-Québec procède dès maintenant à l'implantation de la segmentation tarifaire des services de transport d'électricité de la façon proposée dans sa requête amendée;	26
	Produire pour approbation, un recueil des principales méthodes et procédures comptables incluant notamment le traitement proposé dans la requête tarifaire pour les aspects suivants : - les méthodes d'amortissement utilisées pour les divers éléments de l'actif inclus dans la base de tarification du transport; - le traitement proposé des immobilisations en cours et les options considérées avec les motifs de décision; - le traitement des frais reportés et la relation avec la base de tarification du transport; - la pertinence et la définition d'un fond de roulement réglementaire pour la base de tarification du transport.	16

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
RNCREQ	Un rapport par TransÉnergie détaillant les régions ou secteurs dans lesquels TransÉnergie prévoit un manque de capacité de transport dans les années à venir.	36
	Les prévisions de la demande (déposées auprès de TransÉnergie par ses clients en réseau intégré) et les conventions de service pertinentes pour le service point à point à long terme.	36
	Les options actuellement à l'étude pour répondre à ces besoins prévus.	36
	Une analyse des options de rechange aux ajouts à la base de tarification, permettant d'assurer une capacité de transport suffisante pour répondre aux besoins des usagers.	44
	Les comptes détaillés prévus à l'art. 8 du Contrat.	64
	Les contrats de service exécutés pour le service en réseau intégré ainsi que le service ferme de point à point à long terme.	76
	Une liste des clients de TransÉnergie indiquant, pour chacun, les capacités et périodes réservées ainsi que les revenus tirés.	76
	Pour le client Hydro-Québec (service de point à point), une ventilation détaillée des capacités et périodes réservées, et des prix facturés pour chacune.	64
	L'identification des installations d'attribution particulière.	64
	L'identification des actifs dont l'usage principal est le service de point à point.	64
	Une description du traitement réservé aux énergies intermittentes.	69
	L'identification des parties du réseau dont la congestion constitue un problème existant ou appréhendé, et une description du degré de cette congestion.	35

<i>INTERVENANT</i>	<i>INFORMATIONS ET DOCUMENTS</i>	<i>TRAITE A LA PAGE</i>
	Une analyse comparative des coûts et du degré d'accès au réseau de transport par des producteurs utilisant d'une part, des sources d'énergie « <i>traditionnelles</i> » et, d'autre part, de nouvelles technologies basées sur des ressources intermittentes et écologiquement avantageuses ; cette analyse devrait comprendre des scénarios de niveau d'intermittence, de degré de prévisibilité de la disponibilité de la ressource et du niveau de congestion des lignes.	69

<i>Initiales</i>	
<i>MAP</i>	
<i>AF</i>	
<i>FT</i>	

D-2002-95

R-3401-98

30 avril 2002

PRÉSENTS :

M^e Marc-André Patoine, B.A., LL.L
M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA
M. François Tanguay
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

**Intervenants et observateur dont les noms apparaissent à la
page suivante**
Intervenants

***Décision concernant la demande révisée relative à la
modification des tarifs de transport d'électricité***

Audience relative à la modification des tarifs de transport
d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art.
48 à 51)

LISTE DES INTERVENANTS :

- Action Réseau consommateur, Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale et Centre d'études réglementaires du Québec (ARC-FACEF-CERQ);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, Association des industries forestières du Québec Ltée et Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (Coalition industrielle);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAMÉ-UDD);
- Groupe STOP et Stratégies énergétiques (STOP/S.É.);
- New Brunswick Power Corporation (Énergie NB);
- New York Power Authority (NYPA);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option Consommateurs (OC);
- PG&E National Energy Group Inc. (NEG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Sempra Energy Trading Corporation (SET);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).

OBSERVATEUR :

- Independent Electricity Market Operator (IMO).

ACRONYMES

AFM : modèle de dividendes;

APPA : American Public Power Association.

ATC : Capacité de transit disponible, Available Transmission Capacity.

BCUC : British Columbia Utilities Commission.

CBRS : Canadian Bond Rating Service.

CIRE : Coûts d'intégration au réseau existant (GRTA en anglais).

CP : Pointe coïncidente.

CRT : Cedar Rapids Transmission;

CTD : Capacité de transport disponible (du Code de conduite);

CUP : Code d'unité de propriété;

DPAS : Direction principale approvisionnement et services;

DPTI : Direction principale technologies de l'information;

DRTA : Distribution Related Transmission Assets;

ECSI : Environmental Consulting Services Inc.;

EPAct : Energy Policy Act;

FERC : Federal Energy Regulatory Commission;

GES : Gaz à effet de serre;

GRTA : Generation Related Transmission Assets (CIRE en français);

IREQ : Institut de recherche d'Hydro-Québec;

ISO : Independent System Operator;

LBMP : Locational based marginal pricing;

MÉAF : Modèle d'équilibre des actifs financiers;

MEÉAF : Version empirique du MÉAF;

NARUC : North American Regulatory Utilities Commission;

NEPOOL : New England Power Pool;

NERC : North American Electric Reliability Council;

NPCC : Northeast Power Coordinating Council;

NYPP : New York Power Pool;

NYISO : New York Independent System Operator;

OASIS : Open Access Same-Time Information System;

ONE : Office national de l'énergie;

OATT : Open Access Transmission Tariff;

PCGR : Principes comptables généralement reconnus;

PJM : PJM Interconnection, L.L.C.;

Politique énergétique : L'énergie au service du Québec, 1996;

la Régie : Régie de l'énergie;

RMCC : Réseau multiterminal à courant continu;

RTO : Regional Transmission Organizations;

S&P : Standard and Poors;

IAG : Turbines à gaz à cycles combinés;

TTC : Capacité de transit totale (Total Transmission Capacity);

LEXIQUE

Affiliés du transporteur : Les filiales d'Hydro-Québec, les autres divisions et entités d'Hydro-Québec et de TransÉnergie.

Benchmarking : Point de comparaison.

Bêta : Une mesure classique du risque systématique propre à une entreprise et indique jusqu'à quel point les fluctuations du taux de rendement sur les capitaux propres du titre de l'entreprise suivent ceux de l'ensemble des titres sur le marché.

Charge locale : La charge locale du transporteur est constituée des clients du distributeur qui sont reliés au réseau de transport. Il s'agit donc de la totalité des clients du distributeur (y compris les neuf réseaux municipaux et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville) à l'exclusion des clients des réseaux autonomes.¹

Distributeur : Hydro-Québec dans ses activités de distribution (Distribution).

Inducteurs : Facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts associés à une activité, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité. (*Grand dictionnaire terminologique*).

Producteur : Hydro-Québec dans ses activités de production (Production).

Non-wires : Solutions ou alternatives non liées à l'utilisation des lignes électriques en tant que tel.

Tarifs et conditions : Textes des tarifs et des conditions qui constituent le Règlement 659 et son annexe (Contrat).

Le transporteur : Hydro-Québec dans ses activités de transport (Transport).

TransÉnergie : Nom de la Division d'Hydro-Québec responsable des activités de transport d'électricité plus souvent désignée « le transporteur » dans la présente décision.

¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 179 et 180.

CERTAINES RÉFÉRENCES

- Décret n° 276-97 : décret numéro 276-97, G.O., Partie 2, 12 mars 1997, numéro 10, page 1248;
- Décret n° 970-2001 : décret numéro 970-2001, G.O., Partie 2, 5 septembre 2001, numéro 36, page 6165;
- Décret n° 1559-96 : décret numéro 1559-96, G.O., Partie 2, 31 décembre 1996, numéro 54, page 7387;
- Loi : *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q. c. R-6.01;
- *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5;
- *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*;
- *Loi sur la Régie du gaz naturel*, [L.R.Q., c. R-8.02 (abrogée)];
- Ordonnance 888 : *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discrimination Transmission Services by Public Utilities*, Order 888, 61 Fed. Reg. 21, 540 (1996), FERC Stats & Regs., 24 avril 1996;
- Ordonnance 888-A : *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discrimination Transmission Services by Public Utilities*, Order 888-A, 62 Fed. Reg. 12, 274 (1997), FERC Stats. & Regs., 4 mars 1997;
- Ordonnance 889 : *Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct*, Order 889, 61 Fed. Reg. 21,764 (1996);
- Règlement 634 : *Règlement numéro 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O.Q. II, 2998;
- Règlement 659 : *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau* (R.R.Q. 1981, c. H-5, r. 0.3.);
- Règlement 663 : *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, (1998) 130 G.O. II, 2261.
- Règlement : *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*, (1998) 130 G.O.Q. II, 1245;
- *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie* : approuvé par le Décret numéro 970-2001, 23 août 2001, G.O.Q., partie 2, 5 septembre 2001, n° 36;

TABLE DES MATIÈRES

	<i>Page</i>
1. Introduction	11
1.1. Historique du dossier	11
1.2. Commentaires généraux	15
2. Hydro-Québec dans ses activités de transport	21
2.1. Séparation fonctionnelle	23
2.1.1. Position des parties	23
2.1.2. Opinion de la Régie	36
2.2. Code de conduite	38
2.2.1. Position des parties	38
2.2.2. Opinion de la Régie	42
2.3. Identification des activités de transport	45
2.3.1. Position des parties	45
2.3.2. Opinion de la Régie	49
Annexe 1	52
Annexe 2	53
2.4. Politique de prix de cession	54
2.4.1. Position des parties	54
2.4.2. Opinion de la Régie	59
3. Prévision des besoins et investissements projetés	61
3.1. Besoins du réseau de transport	61
3.1.1. Besoins de la charge locale	61
3.1.1.1. Position des parties	61
3.1.1.2. Opinion de la Régie	62
3.1.2. Besoins du service en réseau intégré	62
3.1.3. Besoins du service de point à point de long terme	63
3.1.3.1. Position des parties	63
3.1.3.2. Opinion de la Régie	66
3.2. Investissements projetés du réseau de transport	68
3.2.1. Position des parties	68
3.2.2. Opinion de la Régie	72
Annexe 3	74
Annexe 4	75
3.3. Budget d'investissement	76
3.3.1. Position des parties	76
3.3.2. Opinion de la Régie	76

3.4.	Modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification.....	77
3.4.1.	Position des parties	77
3.4.2.	Opinion de la Régie	78
4.	Projections financières.....	81
4.1.	Principes réglementaires, conventions comptables et méthodologies	83
4.1.1.	Position des parties	83
4.1.2.	Opinion de la Régie	90
	Annexe 5	95
4.2.	Dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.....	99
4.2.1.	Qualité de l'information.....	99
4.2.1.1	Position des parties	99
4.2.1.2	Opinion de la Régie	102
4.2.2.	Les dépenses de l'année témoin projetée 2001.....	105
4.2.2.1	Position des parties	105
4.2.2.2	Opinion de la Régie	117
	Annexe 6	121
4.3.	Base de tarification	122
4.3.1.	Position des parties	122
4.3.2.	Opinion de la Régie	130
4.4.	Taux de rendement sur la base de tarification.....	134
4.4.1.	La structure de capital	134
4.4.1.1	Position des parties	134
4.4.1.2	Opinion de la Régie	141
4.4.2.	Le coût de la dette.....	143
4.4.2.1	Position des parties	143
4.4.2.2	Opinion de la Régie	147
4.4.3.	Le taux de rendement sur l'avoir propre et la base de tarification.....	149
4.4.3.1	Position des parties	149
4.4.3.2	Opinion de la Régie	163
	Annexe 7	169
4.4.4.	Le coût en capital prospectif.....	170
4.4.4.1	Position des parties	170
4.4.4.2	Opinion de la Régie	171
5.	Allocation des coûts	173
5.1.	Détermination du revenu requis résiduel	173
5.1.1.	Position des parties	173
5.1.2.	Opinion de la Régie	174
5.2.	Estimation des revenus des ventes à court terme.....	175
5.2.1.	Position des parties	175
5.2.2.	Opinion de la Régie	177

5.3.	Méthodologie d'allocation des coûts.....	179
5.3.1.	Position des parties	179
5.3.2.	Opinion de la Régie	210
6.	Détermination des tarifs.....	217
6.1.	Structure des tarifs	217
6.1.1.	Position des parties	217
6.1.2.	Opinion de la Régie	244
6.2.	Part du ratio de charge	248
6.2.1.	Position des parties	248
6.2.2.	Opinion de la Régie	253
6.3.	Tarifs de court terme	255
6.3.1.	Position des parties	255
6.3.2.	Opinion de la Régie	264
6.4.	La politique de rabais	267
6.4.1.	Position des parties	267
6.4.2.	Opinion de la Régie	280
6.5.	Services complémentaires	284
6.5.1.	Position des parties	284
6.5.2.	Opinion de la Régie	285
7.	Pertes de transport	287
7.1.	Position des parties	287
7.2.	Opinion de la Régie	290
8.	Ajouts au réseau de transport.....	293
8.1.	Position des parties	293
8.2.	Opinion de la Régie	297
9.	Indices de performance déposés par le transporteur	301
9.1.	Position des parties	301
9.2.	Opinion de la Régie	303
10.	Commercialisation.....	307
10.1.	Système d'information en temps réel (OASIS)	307
10.1.1.	Position des parties	307
10.1.2.	Opinion de la Régie	311
10.2.	Procédures d'attribution initiale de la capacité de transport et de renouvellement de contrats.....	315
10.2.1.	Position des parties	315
10.2.2.	Opinion de la Régie	318
10.3.	Le point de réception « Montréal », identifié comme HQT sur OASIS.....	321
10.3.1.	Position des parties	321
10.3.2.	Opinion de la Régie	325

10.4.	Transactions d'achat-revente.....	327
10.4.1.	Position des parties.....	327
10.4.2.	Opinion de la Régie.....	329
11.	Modifications au document Tarifs et conditions	331
11.1.	Codification des conditions de desserte de la charge locale.....	331
11.1.1.	Position des parties.....	331
11.1.2.	Opinion de la Régie.....	334
11.2.	Fiabilité des autres réseaux de transport et de distribution (article 6.2).....	338
11.2.1.	Position des parties.....	338
11.2.2.	Opinion de la Régie.....	338
11.3.	Réduction du service de transport ferme (article 13.6 et 33).....	339
11.3.1.	Position des parties.....	339
11.3.2.	Opinion de la Régie.....	342
11.4.	Production ilotée.....	344
11.4.1.	Position des parties.....	344
11.4.2.	Opinion de la Régie.....	344
11.5.	Autres changements aux Tarifs et conditions	345
11.5.1.	Position des parties.....	345
11.5.2.	Opinion de la Régie.....	351
12.	Autres sujets de décision.....	357
12.1.	Fermeture réglementaire.....	357
12.1.1.	Position des parties.....	357
12.1.2.	Opinion de la Régie.....	363
12.2.	Comptes de nivellement.....	368
12.2.1.	Position des parties.....	368
12.2.2.	Opinion de la Régie.....	369
12.3.	L'opportunité de traiter d'un mécanisme de rendement incitatif	370
12.3.1.	Position des parties.....	370
12.3.2.	Opinion de la Régie.....	372
12.4.	Conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux	373
12.4.1.	Position des parties.....	373
12.4.2.	Opinion de la Régie.....	374
12.5.	Article 75	375
	Annexe 8	376
13.	Ordonnances provisoires	377
13.1.	Position des parties.....	377
13.2.	Opinion de la Régie.....	379
14.	Frais des intervenants.....	381
15.	Dispositif.....	383

1. INTRODUCTION

1.1. HISTORIQUE DU DOSSIER

La présente décision est l'aboutissement d'un processus réglementaire qui s'est amorcé le 1^{er} mai 1998 alors qu'Hydro-Québec a déposé à la Régie une demande relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité, soit le dossier R-3401-98.

L'étude de la demande de modifications des tarifs de transport d'électricité s'est réalisée dans un contexte tarifaire particulier. En effet, les tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité sont gelés depuis le 1^{er} mai 1998 en vertu de l'article 313 du Règlement 663, et ce, pour les années 1998, 1999, 2000 et 2001. De plus, dans son Plan stratégique 2002-2006², Hydro-Québec prend acte de la demande du gouvernement du Québec de ne pas augmenter les tarifs pour les années 2002 et 2003. Hydro-Québec envisage toutefois de les augmenter à compter de 2004.

Les revenus du transporteur proviennent, en majeure partie (environ 88 %), du distributeur à qui incombe la responsabilité de l'alimentation des Québécois en électricité et du Groupe Production d'Hydro-Québec (près de 12 % du revenu) en tant que principal utilisateur du service de transport de point à point.³ En audience, Hydro-Québec précise que l'impact de la modification tarifaire demandée se résume, pour les services rendus au distributeur et au Groupe Production d'Hydro-Québec, à une écriture comptable entre divisions de l'entreprise intégrée. Seuls les revenus des clients du réseau de transport externes à l'entreprise intégrée, dont la contribution au revenu requis est prévue être de l'ordre de 0,4 % en 2001 (soit environ 10,8 M\$), peuvent affecter les revenus globaux d'Hydro-Québec.

De nombreux événements, dont les principaux sont décrits ci-après, ont marqué le déroulement du dossier.

À la suite du dépôt de sa demande du 1^{er} mai 1998, Hydro-Québec dépose, le 8 mai 1998, un document préparé par la Direction des affaires réglementaires dont l'objet est « *Énoncés de principes réglementaires* ». Hydro-Québec indique alors que la détermination de ces principes est préalable à l'audition, par la Régie, de sa demande concernant l'établissement des tarifs de transport d'électricité.

² Plan stratégique 2002-2006, page 31.

³ HQT-1, document 1, page 6.

Le 12 juin 1998, la Régie rend la décision D-98-39 qui annonce la tenue, de manière préalable à l'audition du dossier R-3401-98, d'une audience publique sur l'établissement de principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs de transport d'électricité, soit le dossier R-3405-98.

L'audience sur les principes réglementaires a alors pour conséquence de suspendre le traitement du dossier R-3401-98 sur les tarifs de transport jusqu'à ce que soit terminée l'étude du dossier R-3405-98.⁴

À l'automne 1998, la Régie tient une rencontre préparatoire dans le dossier R-3405-98 afin de déterminer les questions devant être débattues lors de l'audience publique. Dans sa décision D-98-88, rendue le 24 septembre 1998, la Régie précise les questions à débattre en les restreignant à cinq, tout en affirmant que la plupart des sujets soumis par les intervenants mériteraient d'être regardés dans le cadre des causes tarifaires ultérieures.⁵

L'audience sur les principes réglementaires se tient au mois de mai 1999 et la Régie rend sa décision finale (D-99-120) dans ce dossier le 16 juillet 1999.⁶ Cette décision énonce des principes généraux devant servir d'assise pour la fixation des tarifs de transport d'électricité. À cet égard, la Régie précise :

« [...] les principes réglementaires retenus dans la présente décision servent d'assise à la Requête relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité (dossier R-3401-98). Cette dernière requête doit donc être amendée de manière à tenir compte des principes généraux retenus par la Régie dans le présent dossier. »⁷

Dans sa lettre du 13 septembre 1999, Hydro-Québec signale à la Régie qu'elle ne serait pas en mesure de procéder au dépôt de sa demande tarifaire amendée avant le début de juillet 2000, compte tenu de l'effet de l'adoption du principe de l'utilisation d'une année témoin et d'une année tarifaire débutant au 1^{er} janvier et coïncidant avec l'exercice financier d'Hydro-Québec.⁸

La Régie annonce, dans sa décision procédurale D-99-205 rendue le 18 novembre 1999, son intention de procéder en deux phases à l'étude du dossier R-3401-98. Elle fixe également le dépôt de la demande amendée d'Hydro-Québec pour le 4 juillet 2000.

⁴ Voir lettre de la Régie à Hydro-Québec, 3 juillet 1998, confirmant la suspension du dossier R-3401-98.

⁵ Décision D-98-88, 24 septembre 1998, page 8.

⁶ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, concernant les principes généraux en matière réglementaire pour la détermination et l'application de tarifs à être fixés à l'égard du transport d'électricité lors d'audiences ultérieures.

⁷ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 30.

⁸ Lettre d'Hydro-Québec à la Régie, 13 septembre 1999.

Le 31 janvier 2000, la Régie rend sa décision D-2000-09 pour laquelle elle accorde notamment à 16 intéressés le statut d'intervenant dans le présent dossier.⁹

La première phase de l'étude du dossier comprend trois séances d'information ayant pour objectif principal de faciliter l'échange d'information. Ces séances se tiennent les 15 février, 1^{er} mars et 15 mars 2000.

La deuxième phase, concernant le traitement de la demande d'Hydro-Québec dans le cadre d'une audience publique, débute par une rencontre préparatoire qui se tient les 12 et 13 avril 2000.

Dans sa décision D-2000-102, rendue le 2 juin 2000, la Régie fixe notamment les questions à débattre, les documents et informations à produire par Hydro-Québec avec la demande amendée, et adopte un nouvel échéancier tenant compte des remarques faites par les participants à la rencontre préparatoire des 12 et 13 avril 2000. Ce nouvel échéancier prévoit le report du dépôt de la demande révisée d'Hydro-Québec au 15 août 2000.

Le 15 août 2000, le transporteur produit sa demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité. Une des conclusions de la requête vise à donner effet à une demande que soient déclarés provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à partir du 1^{er} janvier 2001.

Les intervenants et la Régie ont produit, au mois de septembre 2000 des demandes de renseignements écrites sur le dossier du transporteur. Des demandes de renseignements additionnelles furent autorisées par la Régie, au mois d'octobre. Au total, environ 1 500 demandes de renseignements furent soumises au transporteur.

À la suite de la tenue d'une audience sur les contestations des demandes de renseignements et la demande de tarifs provisoires, les 1^{er} et 2 novembre 2000, la Régie rend, sur les contestations des demandes de renseignements et la demande de tarifs provisoires, sa décision D-2000-222, le 19 décembre 2000. Elle déclare comme provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001. La Régie rejette

⁹ La décision D-2000-09, du 31 janvier 2000, accorde le statut d'intervenant aux intéressés suivants : ARC-FACEF, ACEF de Québec, AIEQ, ACRGTQ, AREQ, AQER, CERQ, Coalition industrielle, STOP/S.É., Gazoduc TQM, GRAME-UDD, NYPA, OC, ROEE, RNCREQ et SCGM. En date du 14 février 2000, l'intervenant AQER s'est désisté. À la suite d'une demande tardive de l'intéressée OPG, la Régie lui accorde le statut d'intervenant dans sa décision D-2000-52, rendue le 30 mars 2000. Deux intervenants se désistent de leur statut, soit ACRGTQ, 12 septembre 2000, et ROEE, le 2 novembre 2000. De plus, la décision D-2000-226 accorde le statut d'intervenant à trois nouveaux intéressés, soit NEG, Énergie NB ainsi que SET. En date du 3 octobre 2000, le CERQ et ARC-FACEF décident de faire une intervention commune.

cependant la demande d'Hydro-Québec d'autoriser immédiatement la rétroactivité des tarifs finaux au 1^{er} janvier 2001. À cet effet, elle réserve à Hydro-Québec le droit de demander la rétroactivité au 1^{er} janvier 2001 des tarifs finaux en tout ou en partie et selon les modalités à être déterminées en ce qui concerne le traitement du manque à gagner ou du trop-perçu résultant de l'application de tarifs de transport existants pendant la période de l'année 2001 où les tarifs définitifs n'étaient pas encore en vigueur. En outre, la Régie maintient comme sujet à débattre « l'opportunité de la fermeture réglementaire des livres » d'Hydro-Québec.

Le ou vers le 7 février 2001, les intervenants déposent leur mémoire à la Régie.¹⁰

Le traitement du dossier requiert 27 jours d'audience entre le 9 avril 2001 et le 14 juin 2001. En ce qui concerne la production des argumentations, la Régie accueille la demande de délai requise par les participants à la suite d'un large consensus de leur part.

Ainsi, la production de l'argumentation du transporteur requiert 6 semaines et est déposée le 9 août 2001. Les intervenants disposent de quatre semaines pour la production de leurs argumentations qui sont reçues le ou vers le 6 septembre 2001. Enfin, le transporteur dispose de six semaines pour faire parvenir sa réplique. Cette dernière n'est toutefois reçue que le 29 octobre 2001.

La preuve est déclarée close le 27 juillet 2001 et le dossier est pris en délibéré le 29 octobre 2001.

La Régie note que le transporteur a déposé environ 4 500 pages de documentation en preuve. Il y a 11 intervenants qui ont déposé des mémoires, ce qui représente plus de 1 000 pages. La phase orale de l'audience publique s'est déroulée pendant 31 jours entre avril 2000 et juin 2001. Plus de 7 000 pages de notes sténographiques ont été produites et 81 engagements furent pris par le transporteur au cours de l'audience publique. Enfin, les participants ont soumis plus de 900 pages d'argumentation.

¹⁰

Les mémoires ont été déposés aux dates suivantes : le 7 février 2001 pour l'AIEQ, la Coalition industrielle, OC, OPG, le RNCREQ, GRAME-UDD, ARC-FACEF-CERQ et STOP/S.É.; le 8 février pour l'ACEF de Québec; le 16 février 2001 pour NEG; le 1^{er} mars pour Énergie NB.

1.2. COMMENTAIRES GENERAUX

CONTEXTE ENERGETIQUE NORD-AMERICAIN

La preuve dans ce dossier tarifaire démontre clairement que les activités du transporteur d'électricité s'inscrivent dans un contexte énergétique nord-américain en pleine évolution. Des changements importants ont suivi l'adoption aux États-Unis, au cours de la dernière décennie, de plusieurs mesures législatives, dont l'EPAct de 1992 qui agit notamment comme catalyseur de la concurrence dans le commerce de l'électricité de gros.

Afin de donner suite au mandat qui lui est confié dans l'EPAct, la FERC émet, en avril 1996, les Ordonnances 888 et 889 qui visent à concrétiser l'ouverture du marché de gros et des réseaux de transport. Depuis l'adoption de ces Ordonnances et des autres qui ont suivi, dont l'Ordonnance 888-A émise en 1997, les entités qui désirent faire affaires sur le marché de gros américain doivent offrir des services comparables à ceux reçus, et un accès non discriminatoire à leur réseau de transport.

Secteur électrique québécois

Le secteur de l'électricité québécois connaît également des changements. En 1995, le gouvernement du Québec organise un débat public sur l'énergie qui mène à la formulation de la « *Politique énergétique* » publiée par le gouvernement du Québec à l'automne 1996.

Pour Hydro-Québec, cette nouvelle « *Politique énergétique* » souligne notamment qu' : « *En raison du patrimoine qu'elle contrôle, de la compétence qu'elle a accumulée, Hydro-Québec constitue l'atout principal sur lequel le Québec peut compter dans le mouvement de déréglementation et de restructuration que connaît le secteur électrique nord-américain.* »¹¹

La « *Politique énergétique* » affirme que la restructuration des marchés de l'électricité représente pour Hydro-Québec, et donc pour la collectivité québécoise, à la fois une occasion à saisir et un défi à relever.¹²

La « *Politique énergétique* » a également conduit à la création de la Régie de l'énergie par l'adoption de la Loi 50, le 23 décembre 1996.

Le 11 décembre 1996, le gouvernement du Québec approuve, par le décret 1559-96, le principe du libre transit d'électricité de gros sur le réseau de transport d'Hydro-Québec. De plus, le 5 mars 1997, le gouvernement approuve, par le décret 276-97, le Règlement 659

¹¹ Politique énergétique, page 67.

¹² Politique énergétique, page 69.

d'Hydro-Québec qui établit notamment les tarifs du service de transport. Le contrat du service de transport d'Hydro-Québec, qui se retrouve à l'Annexe A du Règlement 659, entre en vigueur le 1^{er} mai 1997 et par le fait même concrétise l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec au transit de gros.

Les décrets 1559-96 et 276-97 du gouvernement font état de l'intention pour Hydro-Québec de se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire afin de profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis.

Enfin, tel que l'affirme le transporteur, la création de la division TransÉnergie est une conséquence directe des nouvelles conditions de marché.¹³

Bien que le contexte énergétique nord-américain se soit grandement transformé depuis le début des années 1990, le secteur électrique québécois présente certaines particularités que la Régie doit considérer dans sa prise de décision.

Ainsi, la production électrique québécoise est en grande partie hydroélectrique et est principalement localisée dans le Nord du territoire québécois, très loin des centres urbains situés dans le Sud. En effet, la Politique énergétique du gouvernement souligne que l'hydroélectricité fournit 97 % de l'électricité disponible sur le réseau québécois.¹⁴ Le principal producteur est Hydro-Québec Production.

Le Québec est l'une des sociétés au monde faisant le plus appel à l'électricité dans son bilan énergétique. En excluant le secteur des transports, l'électricité satisfait à la majeure partie des besoins en énergie des individus comme des entreprises, occupant, selon les secteurs de consommation, de 50 % à 65 % des marchés concernés.¹⁵

Par ailleurs, d'importants amendements ont été apportés à la Loi¹⁶, en juin 2000. Ces amendements incluent des précisions quant aux modalités de fixation et de modification des tarifs et conditions de transport de l'électricité, notamment quant au maintien de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.

Au Québec, la structure du marché de la production diffère de la situation américaine. Il n'existe pas de bourse de l'électricité. En outre, Hydro-Québec a l'obligation, en vertu de la

¹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 29.

¹⁴ Politique énergétique, page 39.

¹⁵ Politique énergétique, page 14.

¹⁶ *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, sanctionnée le 16 juin 2000 (L.Q., 2000, c.22).

Loi et de la *Loi sur Hydro-Québec*, de fournir l'électricité patrimoniale au prix fixé par la Loi.

L'ouverture des marchés au Québec se limite au marché de gros. Le marché de détail n'est pas ouvert. Toutefois, l'article 167 de la Loi prévoit la possibilité de la mise sur pied, sur demande du gouvernement et à la suite d'une proposition du distributeur, d'un projet pilote pouvant permettre à des consommateurs ou à une catégorie de consommateurs de s'approvisionner en électricité auprès d'un fournisseur de leur choix.

Ces nouvelles dispositions législatives constituent une particularité de la réglementation du secteur électrique québécois. Elles ont un impact important sur l'étendue des compétences et sur la marge de manœuvre de la Régie.

Ce contexte énergétique nord-américain ainsi que les particularités du secteur électrique québécois constituent les éléments essentiels de la toile de fond sur laquelle la Régie aborde les questions à débattre dans le cadre de cette audience.

Questions à débattre

La décision D-2000-102¹⁷ établit les questions à débattre dans cette première audience tarifaire du transporteur d'électricité. L'expérience vécue démontre qu'il s'agissait d'un programme important.

Plusieurs des enjeux consistent à déterminer les projections et données financières de l'année témoin projetée 2001. Ces données, qui sont à la base des tarifs à être fixés pour le transporteur, doivent être représentatives des conditions qui prévaudront durant la période d'application des tarifs. Une attention particulière doit être portée à l'étude initiale de ces données puisque les besoins de transport pour l'année témoin projetée sont de l'ordre de 35 570 MW. Le revenu requis demandé est de l'ordre de 2,7 milliards de dollars et la base tarifaire proposée par le transporteur est de l'ordre de 14,5 milliards de dollars.

De plus, la présente audience revêt une importance particulière puisque la Régie doit établir les bases de la tarification du transporteur en se prononçant sur des principes d'allocation des coûts et de tarification susceptibles de constituer les orientations tarifaires et réglementaires du transporteur. En outre, les questions à débattre englobent une multitude d'enjeux relatifs aux conditions d'utilisation du réseau de transport.

¹⁷ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, concernant les questions à débattre, les documents et informations à produire avec la demande amendée, l'échéancier et les frais de la phase informationnelle.

La Régie se prononce sur ce qu'elle juge essentiel, parmi les demandes du transporteur et celles des intervenants, au traitement de ce premier dossier tarifaire et à la mise en place des règles de base pour un traitement transparent et non discriminatoire de tous les clients du transporteur.

La Régie traite ainsi, par la présente décision, le maximum d'enjeux sur la base des informations mises en preuve. Toutefois, tel que le soutenait en cours d'audience M. Jacques Régis, président de la division TransÉnergie, il ne faut pas s'attendre à ce que tous les éléments soient réglés durant cette première cause tarifaire qui marque le début d'un processus continu de la réglementation.¹⁸

Malgré le fait que la Régie tienne la première audience tarifaire du transporteur d'électricité et que tous les sujets ne puissent être entièrement réglés à cette occasion, il ne faut aucunement sous-estimer l'importance de la présente décision, tel que l'ont souligné des témoins et experts du transporteur et des intervenants.

En effet, M. Roland Priddle, l'expert d'Hydro-Québec en régulation économique, a indiqué que les décisions de la Régie dans le cas présent auront des répercussions permanentes sur la conception tarifaire d'Hydro-Québec et même une influence profonde sur le développement de l'industrie de l'électricité, de l'industrie énergétique et, par le fait même, sur l'économie de la province dans son ensemble.¹⁹ Un autre expert retenu par Hydro-Québec, le D^r Roger Morin, indiquait en audience que la décision que rendra la Régie dans la présente cause fera époque, sera déterminante pour les causes qui suivront et devra donc être prise avec soin.²⁰

Du côté des intervenants, le D^r Zak El-Ramly a également souligné l'impact des décisions de la Régie dans la présente audience sur l'évolution de l'industrie.²¹

Par ailleurs, plusieurs références ont été faites par les participants à des décisions rendues par la FERC. La Régie apprécie connaître la position de la FERC sur divers sujets faisant l'objet de la présente décision, compte tenu notamment du fait que le texte du Règlement 659 est largement similaire à celui du pro forma *Open Access Transmission Tariff* adopté par la FERC dans son Ordonnance 888.

Toutefois, il faut constater que la législation régissant la FERC n'est pas la même que celle en vertu de laquelle la Régie exerce sa compétence. De plus, le contexte québécois du

¹⁸ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 118.

¹⁹ HQT-10, document 5.1, page 6.

²⁰ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 232.

²¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 148.

commerce du transport d'électricité est différent, à plusieurs égards, de celui dont la FERC doit tenir compte dans l'exercice de sa compétence.

En conséquence, aux fins de la présente décision qui aura pour effet, en vertu de l'article 164 de la Loi, de modifier le Règlement 659, la Régie prend en considération les décisions de la FERC qui ont été portées à son attention par les participants, mais avec la prudence et les nuances que requiert la référence au droit comparé²² et compte tenu de son devoir de respecter le contexte législatif québécois et de tenir compte du particularisme du contexte québécois du commerce d'électricité.

Sommaire de la preuve

Le premier dossier tarifaire du transporteur comporte un très grand nombre de documents mis en preuve par ce dernier et par les divers intervenants. Il se démarque ainsi des dossiers tarifaires usuels.

Afin de faciliter la rédaction de cette décision, et bien qu'elle ait considéré l'ensemble de la preuve, la Régie choisit de référer seulement aux positions qu'elle juge les plus pertinentes, dans les sommaires de la preuve qui précèdent chacune de ses opinions. Ainsi, pour des motifs d'efficacité de rédaction, certaines des opinions et positions des intervenants ne sont pas reproduites dans la présente décision; il aurait fallu au moins tripler le nombre de pages pour reproduire de façon exhaustive les positions de tous les participants. Pour permettre une meilleure accessibilité de la présente décision, la Régie a traduit en français des positions des parties exprimées, à l'occasion, en anglais, mais elle cite toujours les passages de preuve dans la langue de son auteur.

Enfin, lorsque le terme « *Contrat* » ou l'expression « *Tarifs et conditions* » sont utilisés dans la présente décision, ils visent l'annexe au Règlement 659 qui détermine les modalités des contrats de transport à moins que le contexte lui donne un autre sens. Au terme de la présente, l'expression « *Tarifs et conditions* » remplace le mot contrat.

²² Voir, entre autres, à cet égard : PIERRE-ANDRÉ CÔTÉ, *Interprétations des Lois*, 3^e édition, les Éditions Thémis, 1999, page 686.

2. HYDRO-QUEBEC DANS SES ACTIVITES DE TRANSPORT

En vertu de la Loi, la Régie réglemente une partie seulement des activités d'Hydro-Québec. En effet, la Loi définit le transporteur comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité et c'est pour cette dernière que la Régie a, notamment, compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée.

L'application de la Loi requiert donc, selon la Régie, que les activités d'Hydro-Québec soient séparées et classées selon leur nature entre activités réglementées et non réglementées.

La « *Politique énergétique* » mentionne aussi : « *Hydro-Québec devra dorénavant distinguer clairement ses activités réglementées de celles qui ne le sont pas.* »²³

Hydro-Québec n'ayant jamais été réglementée par la Régie en tant qu'entreprise intégrée d'électricité, l'exercice d'identification et de séparation des activités du transporteur est donc important, voire fondamental, puisqu'il détermine dès le début de la période de réglementation les bases d'établissement d'un tarif juste et raisonnable pour le transport et, par la suite, pour les tarifs du distributeur.

Dans sa décision D-99-120, la Régie mentionnait :

*« Le partage des risques et des coûts entre les activités réglementées et non réglementées est une problématique au cœur même de la régulation économique. La Régie retient comme principe que ce partage doit se faire de façon neutre et équitable envers la clientèle réglementée et que cette dernière ne doit pas être pénalisée par les activités non réglementées d'Hydro-Québec. »*²⁴

L'un des buts poursuivi par la Régie est de protéger la clientèle du service réglementé des risques d'interfinancement. Tout interfinancement entre services réglementés et non réglementés signifie que la clientèle du service réglementé paie pour des charges reliées aux services non réglementés ou qu'elle encourt des charges trop élevées pour les services reçus des entités non réglementées par rapport à la valeur de services comparables dans le marché. L'interfinancement peut aussi signifier que la clientèle est privée de revenus auxquels elle aurait droit sur la vente de produits ou de services à des entités non réglementées. La Régie tient donc à s'assurer que des règles claires soient établies pour éviter les diverses possibilités d'interfinancement.

²³ L'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable, MRN, 1996, page 71.

²⁴ Décision D-99-120, 20 juillet 1999, page 28.

La Régie vise aussi à ce que des règles claires encadrent les comportements du transporteur de telle sorte que ce dernier agisse de façon non discriminatoire envers l'ensemble de sa clientèle.

La séparation et l'identification des activités réglementées et non réglementées doit, selon la Régie, se faire en plusieurs étapes, soit :

- la séparation fonctionnelle : l'étude de la structure organisationnelle et de ses implications;
- le code de conduite (voir section 2.2) en ce qui concerne les comportements et l'établissement de règles de fonctionnement portant sur les relations entre le transporteur et ses affiliés, soit les filiales d'Hydro-Québec, les autres divisions et entités d'Hydro-Québec et de TransÉnergie;
- la définition des activités de transport réglementées (voir section 2.3) afin de bien identifier quelles sont les activités sur lesquelles la Régie a juridiction;
- la politique de prix de cession (voir section 2.4);
- la définition et l'application en continu d'un système de gestion de l'information non discriminatoire relatif à la commercialisation et à l'utilisation des capacités de transport (voir section 10.1).

2.1. SEPARATION FONCTIONNELLE

2.1.1. POSITION DES PARTIES

Séparation fonctionnelle

Selon le **transporteur**, la création de la division TransÉnergie, le 29 avril 1997, est le premier geste concret posé afin d'assurer la séparation de certaines de ses activités²⁵. Le conseil d'administration d'Hydro-Québec approuvait, en remplacement de la vice-présidence exécutive transport, la création de la division transport, faisant affaires sous la raison sociale de TransÉnergie.

Depuis le 28 août 2000, cette division, dirigée par un président, relève directement du président-directeur-général d'Hydro-Québec.²⁶

Le transporteur présente les démarches effectuées afin d'assurer une véritable séparation fonctionnelle entre les activités de transport et les activités marchandes du Producteur. Ce sont :

- la non participation du président de TransÉnergie au comité de gestion de la direction supérieure d'Hydro-Québec;
- la création d'un comité sectoriel de transport indépendant;
- la concentration des employés de TransÉnergie dans des locaux situés hors du siège social d'Hydro-Québec;
- la mise en vigueur en 1997 et la mise à jour, en septembre 2000, des «*Normes de conduite et procédure*» en ce qui concerne la relation d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliés visant à assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport ainsi qu'à toute information pertinente concernant le réseau de transport;
- la mise en place de la séparation opérationnelle des activités de contrôle du réseau et transfert des activités de commerce d'énergie à la division Production;
- l'application rigoureuse des règles d'accès au réseau de transport conformément au «*Contrat du service de transport*»;
- la création d'un site OASIS pour assurer la transparence des transactions;²⁷
- les cadres de la Direction supérieure relevant du président-directeur général se réunissent deux fois par mois pour des dossiers corporatifs d'intérêt commun comme les ressources humaines, les finances, les communications et d'autres dossiers de ce genre;²⁸

²⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 43.

²⁶ HQT-2, document 5, page 4.

²⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 35.

²⁸ HQT-2, document 5, page 4.

- la vice-présidente exécutive Affaires corporatives et le Secrétaire général est chargée de voir au respect rigoureux de la séparation fonctionnelle entre les activités Production, Transport et Distribution lors des échanges entre les membres du comité de gestion.²⁹

Le président-directeur général d'Hydro-Québec participe personnellement aux discussions des comités de gestion des unités d'affaires Production, Transport et Distribution pour tous les dossiers qui doivent être soumis au comité exécutif et au conseil d'administration.³⁰

Les employés d'Hydro-Québec qui participent aux opérations liées au réseau de transport doivent travailler indépendamment des employés d'Hydro-Québec ou de toute société affiliée qui ont des activités de marchés de gros.³¹

La séparation fonctionnelle n'autorise aucunement l'interfinancement entre unités d'affaires, mais elle ne doit pas interdire les synergies entre ces mêmes unités.³²

Le transporteur affirme que, conformément aux préoccupations et à la pratique dans l'industrie, la séparation vise essentiellement à séparer, sur une base fonctionnelle et administrative, les activités du transporteur des activités marchandes de la division Production et que, de ce fait, Hydro-Québec envoie un signal clair dans le marché quant à son intention d'avoir une entité indépendante dans son fonctionnement à qui on confère la responsabilité de gérer l'ensemble des activités liées au transport d'électricité.³³

Le témoignage du transporteur est à l'effet que depuis la mise en place de la séparation fonctionnelle, TransÉnergie n'agit d'aucune façon dans le commerce de l'énergie.³⁴

Hydro-Québec a appliqué intégralement les éléments de la séparation fonctionnelle telle que préconisée par la FERC dans ses Ordonnances précédentes.³⁵ La FERC a reconnu qu'Hydro-Québec avait mis en place les mesures nécessaires afin d'assurer une séparation fonctionnelle adéquate en émettant à H.Q. Energy Services, en novembre 1997, une licence lui donnant l'autorisation de vendre directement de l'électricité aux États-Unis. Depuis, cette licence n'a pas été révoquée et aucune plainte n'a été formulée à la Régie ou à la FERC.³⁶

²⁹ HQT-2, document 5, page 4.

³⁰ HQT-2, document 5, page 4.

³¹ HQT-2, document 5, page 6.

³² NS, 4 mai 2001, volume 18, page 48.

³³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 34.

³⁴ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 213.

³⁵ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 230.

³⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 37.

Entre autres gestes concrets posés par Hydro-Québec pour assurer cette application « extrême » de la séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marchés de gros, le transporteur souligne plus particulièrement la mise en place des « *Normes de conduite et procédure* ». ³⁷

Selon Hydro-Québec, après quatre ans d'expérience, la séparation fonctionnelle entre les diverses activités d'Hydro-Québec est bien implantée et encadrée. ³⁸

Selon l'**ACEF de Québec**, la séparation fonctionnelle du transport vise à séparer sur une base fonctionnelle et administrative les activités du transporteur des activités marchandes de la division Production, soit le commerce d'énergie. Afin de prévenir tout cas de discrimination possible, il faut aussi assurer la séparation fonctionnelle relativement aux autres activités marchandes. ³⁹

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, la Régie doit exiger une séparation fonctionnelle plus rigoureuse entre les différentes entités d'Hydro-Québec. La Régie doit considérer TransÉnergie comme une entité en soi, indépendamment du fait qu'Hydro-Québec Distribution et le bras commercial d'Hydro-Québec Production demeurent ses principaux clients. Selon ARC-FACEF-CERQ, le fait qu'Hydro-Québec ait déposé une proposition tarifaire avec une méthode d'allocation aussi incongrue que la 1-PC pour son réseau de transport, et que cette méthode permette de favoriser indûment les exportations, donc les activités non réglementées, constitue un indice suffisant permettant de questionner sérieusement le caractère « hermétique » de la soi-disant séparation fonctionnelle mise en place par Hydro-Québec. ⁴⁰

Pour ARC-FACEF-CERQ, la séparation fonctionnelle est fondamentale afin d'assurer l'étanchéité au niveau de la prise de décision et de s'assurer que l'activité non réglementée n'est pas indûment favorisée dans le processus. À cet égard, l'intervenant soutient qu'il ressort du contre-interrogatoire d'Hydro-Québec ⁴¹ que si la séparation fonctionnelle est relativement bien établie au niveau des employés (et ici encore, certaines mesures mises en place apparaissent plutôt dérisoires), les dirigeants répondent tous au même actionnaire et Hydro-Québec, l'entité « globale », par le biais de son président-directeur général et de son conseil d'administration, voient toujours au développement de l'entreprise. À cet égard, une réelle séparation administrative serait nettement plus convaincante. ⁴²

³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 43.

³⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 180.

³⁹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 27.

⁴⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 7 septembre 2001, pages 14 et 15.

⁴¹ NS, 23 mai 2001, volume 24, pages 119 à 123.

⁴² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 7 septembre 2001, pages 25 et 26.

Pour la **Coalition industrielle**, il est important de rappeler que le service de transport de transit ou de point à point qui est offert par TransÉnergie depuis le 1^{er} mai 1997, et dont les conditions sont présentées pour approbation par la Régie, a été créé essentiellement pour satisfaire aux exigences de réciprocité ainsi qu'aux impératifs de séparation fonctionnelle émis par la FERC comme condition de l'octroi à Hydro-Québec, via sa filiale H.Q. Energy Services US Inc., d'un permis l'autorisant à vendre son électricité sur les marchés de gros aux États-Unis. Il s'ensuit donc que les conditions du service de transport de point à point à être approuvées par la Régie dans le cadre du présent dossier devront procurer un véritable accès ouvert et non discriminatoire au service de transport de TransÉnergie.⁴³

La Coalition industrielle demande à la Régie d'inciter Hydro-Québec à se conformer aux propositions et exigences de la FERC en matière d'indépendance et de service régional (RTO) de façon à protéger les usagers du Québec contre les conséquences de plaintes qui pourraient être onéreuses en termes de pertes d'occasions de marché et de revenus de transport.⁴⁴ Pour l'expert Zak El-Ramly, TransÉnergie doit apparaître réglementée comme un ISO.⁴⁵

Selon le **GRAMÉ-UDD**, beaucoup d'intervenants sont très préoccupés et veulent être rassurés sur l'étanchéité de la séparation fonctionnelle entre les différentes divisions. Mais pour le GRAMÉ-UDD, une complète séparation des trois fonctions peut nuire aux efforts d'efficacité énergétique.⁴⁶

STOP/S.É. demande de ne pas contraindre TransÉnergie à étendre sa séparation fonctionnelle aux niveaux de la direction, de la planification et des services corporatifs.⁴⁷

Selon l'intervenant, il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable de continuer de permettre une direction et une planification communes entre TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec, avec une orientation commune quant à la mise en valeur du patrimoine électrique québécois et des services corporatifs communs, dont ceux de l'IREQ et de la Direction de l'environnement.

Le maintien de liens de direction et corporatifs entre TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec facilite aussi l'accomplissement des objectifs fixés dans la « *Politique énergétique* » du gouvernement et par le législateur en faveur de l'uniformité territoriale tarifaire, de l'inclusion de l'ensemble des composantes du réseau, incluant les postes

⁴³ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 4.

⁴⁴ Coalition -1, document 1, page 20.

⁴⁵ Coalition -5, document 4, page 31.

⁴⁶ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 47 et 48.

⁴⁷ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 127.

élévateurs de tension, les lignes de transport éloignées et les postes abaisseurs de tension, dans la base de tarification du transporteur, ainsi que la reconnaissance des actifs patrimoniaux comme étant prudemment acquis et utiles.⁴⁸

Selon STOP/S.É., la FERC ne requiert pas que la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec soit étendue aux activités canadiennes de ses affiliés, de telles activités échappant à la juridiction territoriale du tribunal américain. La FERC dispense également H.Q. Energy services (U.S.) Inc. de lui produire des rapports sur les opérations canadiennes de ses affiliés.

Depuis l'Ordonnance 888, la FERC est devenue plus exigeante quant à l'indépendance des transporteurs des États-Unis par rapport à leurs sociétés affiliés.⁴⁹

Selon STOP/S.É., Hydro-Québec affirme respecter la nouvelle norme en raison notamment de sa « *gestion indépendante assurée par une séparation fonctionnelle rigoureuse des activités de TransÉnergie de celles d'Hydro-Québec dans les domaines de la production et du commerce de gros.* » Elle se décrit comme une Transco au sens des Ordonnances de la FERC.

Selon OPG, la séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec souffre de sérieuses lacunes qui amènent les clients actuels et potentiels à se questionner sur les capacités de TransÉnergie de fournir un accès non discriminatoire au réseau de transport. Afin de permettre l'existence d'un marché viable, les participants doivent être confiants que le marché est véritablement ouvert et juste (*fair*). Le soi-disant marché pour le point à point au Québec n'a pas réussi à établir ce lien de confiance. Tel que noté par la FERC, le problème de base lors de la séparation fonctionnelle d'une société de service public intégrée verticalement est la possibilité réelle ou perçue que l'opérateur du système (*system operator*) favorise ses affiliés de production ou de marketing.⁵⁰

OPG soumet que la décision d'Hydro-Québec d'opérer à titre de société de service public intégrée verticalement lui impose le fardeau de la preuve à l'effet que la séparation fonctionnelle fonctionne vraiment. Selon la preuve présentée dans ce dossier, OPG se pose de sérieuses questions quant au caractère adéquat des contrôles et procédures mis en place par TransÉnergie à cet effet.

⁴⁸ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 48.

⁴⁹ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 41 et 42.

⁵⁰ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 25.

La séparation fonctionnelle de la fonction transport et de la fonction marchande respecte sans doute les normes minimums dictées par FERC, mais il existe suffisamment de preuve de l'apparence d'un conflit d'intérêts pour inquiéter NEG.

Par exemple, il n'existe pas de forum permettant aux « *stakeholders* » de participer à l'évolution des activités de TransÉnergie. Le président-directeur général d'Hydro-Québec siège au comité de gestion de TransÉnergie et il est membre à part entière du comité de gestion d'Hydro-Québec.

De plus, NEG soutient que Hydro-Québec, à titre de producteur, intervient dans les opérations de TransÉnergie.⁵¹ NEG a présenté une preuve de l'implication de TransÉnergie dans la négociation des conditions de fourniture de l'électricité d'urgence avec les *power pools* avoisinants.⁵²

En se basant sur sa propre expérience dans le respect d'un code de conduite très strict qui s'applique à son affilié réglementé en Californie, NEG ne qualifierait certainement pas la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec d'« extrême », tel que mentionné dans l'argumentation d'Hydro-Québec.⁵³

Selon le RNCREQ, le paragraphe 2.1 de l'article 31 de la Loi donne un mandat à la Régie de surveiller les activités du transporteur. Ce mandat implique la surveillance des activités non réglementées de filiales lorsque ces activités risquent d'avoir un impact sur les activités réglementées du transporteur. Cette surveillance est d'autant plus importante et nécessaire que certaines activités sont maintenant réglementées et d'autres non. La société d'État en est à ses premières armes et continue de s'améliorer dans l'étude et la mise en place de la séparation fonctionnelle.

Cette séparation fonctionnelle, lorsqu'elle concerne une communication d'informations et la prise de décision par les diverses divisions de l'entité Hydro-Québec intégrée, n'a pas été imposée par la Loi — qui n'en traite ni directement ni indirectement — ni par la Régie.⁵⁴

La motivation du gouvernement du Québec de même que celle d'Hydro-Québec était claire et ne saurait être contredite : un tarif de transport était et demeure toujours nécessaire pour participer librement à l'ouverture des marchés de gros en Amérique du Nord. Pour participer sans contrainte à ce marché, Hydro-Québec devait, via son transporteur, respecter les

⁵¹ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 8; NS, 22 mai 2001, volume 23, page 92.

⁵² Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 8.

⁵³ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 10.

⁵⁴ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, pages 22 et 23.

exigences de réciprocité et de séparation fonctionnelle fixées par nos voisins américains à travers leur entité réglementaire, soit la FERC.⁵⁵

Modèle de TransÉnergie

Hydro-Québec a structuré ses activités de façon à confier expressément à sa division TransÉnergie la responsabilité d'assumer plusieurs fonctions :

- assurer la fiabilité du réseau de transport situé dans sa zone de réglage (Security Authority);
- préparer le programme intégré des ressources en mode prévisionnel et maintenir la fréquence en temps réel (Balancing Authority);
- autoriser les programmes d'échanges (Interchange Authority);
- fournir les services de transport aux clients accrédités (Transmission Service Provider);
- exploiter et maintenir le réseau de transport (Transmission Operator);
- fixer les capacités des équipements en tant que propriétaire (Transmission Owner).⁵⁶

En plaidoirie, le transporteur mentionne que les diverses fonctions exercées par TransÉnergie s'apparentent à celles des transporteurs formés sous le modèle généralement connu sous la désignation de Transco (ou *For-profit transmission company*) où l'entité responsable du transport est notamment propriétaire des actifs de transport, les opère et en assure la fiabilité. Selon le transporteur, le modèle Transco est par ailleurs répandu en Amérique du Nord, reconnu par l'industrie et pleinement compatible avec la création possible de RTO.⁵⁷

Il faut se rappeler qu'avant les RTO :

*« l'ordonnance 888 et 889 stipulaient que la séparation fonctionnelle était une approche acceptable et satisfaisante pour la FERC pour rencontrer les besoins d'accès non discriminatoires ou aussi de réciprocité en termes de réseau ».*⁵⁸

En plus de conférer la propriété des actifs de transport à TransÉnergie, ce qui en favorise une gestion efficace, ce modèle assure la réalisation de toutes les étapes (planification, construction, opération et entretien des équipements de transport) nécessaires à assurer la fiabilité de la desserte des clients du transporteur, et plus particulièrement celle de la charge locale québécoise.⁵⁹

⁵⁵ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, pages 29 et 30.

⁵⁶ HQT-2, document 1.1., page 6.

⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

⁵⁸ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 230.

⁵⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

Cela constitue un des avantages de la structure mise en place par Hydro-Québec qui est adaptée au contexte du Québec.⁶⁰

Hydro-Québec rappelle d'ailleurs que le regroupement des fonctions susmentionnées au sein de TransÉnergie permet une plus grande efficacité et qu'un tel regroupement est dorénavant commun et privilégié par l'industrie, notamment par le NERC.⁶¹

Ce modèle permet en outre au transporteur de garder constamment le contrôle sur l'ensemble des activités, par ailleurs complexes à plusieurs égards, nécessaires au bon fonctionnement du réseau de transport et d'en être entièrement imputable.⁶²

Enfin, ce modèle incite le propriétaire du réseau de transport à augmenter le facteur d'utilisation globale de son réseau, tant par l'amélioration des installations et l'ajout de nouvelles infrastructures que par l'optimisation des processus opérationnels du transporteur. Le modèle Transco se distingue ainsi du modèle à but non lucratif ISO pour lequel les gestionnaires du réseau, ne détenant généralement pas les actifs de transport, doivent s'en remettre aux propriétaires pour tout investissement.⁶³

En d'autres termes, le modèle mis en place chez TransÉnergie fonctionne, contrairement à la situation qui prévaut dans plusieurs États américains qui force la FERC à revoir le fonctionnement de la structure mise en place aux États-Unis, notamment en ce qui concerne l'intégration de l'opération des nombreux réseaux de transport.⁶⁴

Selon le transporteur, la preuve établit clairement que ce modèle protège la capacité de développement et la pérennité du réseau tout en assurant une exploitation optimale et fiable à l'avantage de l'ensemble de la clientèle de TransÉnergie.⁶⁵ Le transporteur soutient qu'il importe de maintenir cette structure en place en raison, notamment, de la complexité technique et de l'étendue de son réseau de transport.⁶⁶

Enfin, TransÉnergie suit l'évolution des différents autres modèles et adapte au besoin ses pratiques afin d'assurer à tous les tiers désireux d'y faire transiter de l'électricité un accès non discriminatoire à son réseau.⁶⁷

⁶⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 30.

⁶² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 30.

⁶³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 32.

⁶⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 32.

⁶⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 33.

⁶⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

⁶⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 31.

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, Hydro-Québec se compare à un modèle Transco et soumet qu'il n'est pas juste de la comparer avec d'autres types de structures⁶⁸. Le modèle Transco, selon la compréhension d'ARC-FACEF-CERQ, n'est rien de plus qu'une entité propriétaire du réseau de transport et responsable du contrôle des opérations. À la connaissance d'ARC-FACEF-CERQ, Hydro-Québec n'a pas fait allusion avant sa plaidoirie écrite à cette question de modèle Transco, et ainsi il est difficile d'aller au-delà des principes sur ce point. Quoi qu'il en soit, le modèle Transco doit être indépendant des entités Production et Distribution.

ARC-FACEF-CERQ affirme que la Régie ne peut se satisfaire de cette position tardive et non débattue en audience d'Hydro-Québec qui se compare maintenant à un Transco et qu'elle se doit de rechercher une séparation plus effective entre les entités de la société d'État.

Selon **NEG**, Hydro-Québec a fait des représentations à l'effet que le transporteur fonctionne comme un ISO, à la fois dans sa demande (*filings*) au FERC, et lors de son témoignage dans ce dossier.⁶⁹

En conséquence, **NEG** demande à la Régie d'ordonner au transporteur de se conformer aux Ordonnances 888, 889 et 2000, en conformité avec la pratique de l'industrie et des normes de l'industrie qui ont été mis en place par les « *power pools* » avoisinants.

Elle demande aussi que la Régie s'assure que le transporteur agisse comme un ISO dans le respect des conditions des RTO et qu'il offre des services identiques à ceux fournis à HQ-US dans les « *power pools* » avoisinants.⁷⁰

En ce qui a trait au contrôle (*governance*), la FERC fait ici une distinction entre l'indépendance du personnel de l'ISO par rapport aux participants au marché. Et, malheureusement et visiblement, Hydro-Québec ne respecte pas ce principe spécifique puisqu'elle est un monopole d'État et, pour l'instant, ne peut être indépendante des autres participants au marché comme Hydro-Québec Production et Hydro-Québec marketing.

Selon **STOP/S.É.**, l'Ordonnance 2000 de la FERC exige des entreprises qui y adhèrent volontairement une séparation fonctionnelle non seulement au niveau des opérations du transporteur, mais également au niveau de la direction de l'entreprise, de la planification et des services corporatifs.

⁶⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 10.

⁶⁹ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, pages 2 et 3.

⁷⁰ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 26.

Cela va bien au-delà de ce que requièrent l'Ordonnance 888, le Règlement 659, les normes de conduite du chapitre 37 des règlements de la FERC et celles d'Hydro-Québec. Ces quatre actes juridiques sont même bâtis autour du fait qu'un transporteur puisse également exercer d'autres fonctions, dont la distribution de la charge locale, dont il n'est séparé qu'opérationnellement, mais non corporativement. La formule des Transco, dont Hydro-Québec se réclame, en est l'illustration.

La preuve n'a aucunement été faite que la FERC exigerait ou aurait le pouvoir d'exiger une séparation fonctionnelle au niveau de la direction, de la planification et des services corporatifs entre TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec.⁷¹

Selon le RNCREQ, il est farfelu de présenter TransÉnergie comme un Transco. Autrement, tout service public verticalement intégré doté d'un régime de séparation fonctionnelle, qui est obligatoire depuis l'Ordonnance 888, serait également un Transco, vidant ainsi ce concept de tout son sens.⁷²

Procédure d'examen des plaintes

Hydro-Québec rappelle le contexte particulier du Québec où un mécanisme de contrôle efficace des «*Normes de conduite et procédure*» est en place depuis l'adoption, par la Régie, de la Procédure d'examen des plaintes des clients d'Hydro-Québec concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture ou de transport d'électricité.⁷³

Une procédure accélérée d'examen des plaintes des clients de TransÉnergie en matière de disponibilité de la capacité de transport a également été approuvée.⁷⁴

Tous les clients de TransÉnergie sont informés périodiquement de l'existence et de la teneur des procédures d'examen des plaintes, tel qu'il appert, par exemple, des lettres transmises à PG&E.⁷⁵

Le transporteur affirme que non seulement il n'y a pas eu de plainte adressée à la Régie quant à l'accès au réseau de transport, mais un regroupement important de clients actifs sur le réseau de TransÉnergie a témoigné à l'effet que TransÉnergie appliquait correctement les

⁷¹ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 45 à 47.

⁷² Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, page 94.

⁷³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 37.

⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 37.

⁷⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 38.

« *Normes de conduite et procédure* », et qu'elle répondait promptement et sans discrimination aux demandes de transport.⁷⁶

Le transporteur soumet à la Régie que tout est en place au Québec pour assurer aux tiers un accès rapide et non discriminatoire au réseau de transport.⁷⁷

La **Coalition industrielle** souligne, en audience, qu'Énergie MacLaren a été la première à utiliser les réseaux de transport d'Hydro-Québec et en aucune occasion n'a eu de raison de se plaindre du comportement de TransÉnergie ou de son personnel en ce qui a trait au code de conduite.⁷⁸

Énergie NB affirme qu'Hydro-Québec utilise les mots « contexte québécois » et « spécificité » pour fournir à la Régie une pseudo-justification pour ne pas l'astreindre aux exigences de « *fair play* » qui sont la base de la restructuration du marché de l'électricité. Selon Énergie NB, si Hydro-Québec veut vendre de l'électricité aux États-Unis et dans les autres provinces canadiennes, elle doit accepter que les règles du jeu soient les mêmes pour tous.⁷⁹

Selon Énergie NB, la base philosophique de la décision de la FERC est que la concurrence est une bonne chose et qu'il faut l'encourager. Pour que la concurrence soit vive, pour qu'elle soit saine, il faut que les règles soient les mêmes pour tous.⁸⁰

Énergie NB affirme que la philosophie qui anime la FERC est la suivante : le transporteur doit traiter les producteurs de la même façon; tout transporteur qui accorde un traitement préférentiel au producteur auquel il est lié, parce qu'il appartient à la même entreprise verticalement intégrée, agit de façon anticompétitive et illégale.

Énergie NB estime être victime de discrimination de la part de TransÉnergie, et que celle-ci traite plus favorablement le groupe production d'Hydro-Québec.

Bien qu'Hydro-Québec ait écrit qu'aucune plainte n'a été formulée à la Régie ou à la FERC, Énergie NB rappelle qu'Enron a déposé une plainte contre H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., à la FERC, tel que la preuve l'a démontré lors de l'audition.

⁷⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 38.

⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 38.

⁷⁸ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 136.

⁷⁹ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 10.

⁸⁰ Argumentation de NEG, 6 septembre 2001, page 10.

OPG se pose de sérieuses questions sur la rémunération incitative des gestionnaires liée à la performance d'Hydro-Québec corporatif⁸¹. Le « *Rapport annuel 2000* » fait état des revenus d'exportation, particulièrement des transactions achat-revente, comme une des raisons principales de la croissance du revenu net en 2000. La direction de TransÉnergie a un intérêt financier dans la maximisation des gains des transactions d'achat-revente sur le marché américain de court terme.

L'intervenante affirme que la transition entre une entité intégrée et une prise de décision séparée représente un changement de culture qui ne se produit pas tout seul. Cela demande un effort important pour identifier et enlever les barrières au changement et s'assurer que les gens, les processus et les systèmes sont en place afin que cela se produise. Les vieilles habitudes ne changent pas rapidement et il est naïf de suggérer que la seule distribution d'un code de conduite est suffisante pour accomplir cette transformation. Toute formule qui conserve une équipe de direction commune risque de laisser en place, pendant une certaine période, la culture corporative traditionnelle des services publics intégrés.

Selon OPG, il existe de nombreux scénarios où TransÉnergie, sans avoir accès à quelque information privilégiée que ce soit, serait en position de favoriser Hydro-Québec Production. L'expérience de TransÉnergie dans le marché et sa connaissance des demandes de service de transport la placent dans une position où elle a, à la fois, la capacité et la tentation de favoriser la division production et marketing d'énergie. Plus de 99 % des revenus de service de point à point sont attribuables à Hydro-Québec Production.⁸²

OPG suggère certaines mesures afin de mettre en place un système plus ouvert, transparent et qui rassure les participants éventuels de son équité. Ce sont l'élimination du renouvellement automatique de la convention de service avec Hydro-Québec Production, qui fournit un avantage indu à cette dernière⁸³; une plus grande transparence des calculs des ATC affichés sur OASIS; la publication, sur une base permanente, de l'information fournie en réponse à la demande d'OPG, à la pièce HQT-13, document 13.2, ainsi qu'une vérification annuelle indépendante des calculs de l'ATC. Selon OPG, les résultats de cette vérification devraient être publics. La Régie devrait aussi ordonner à TransÉnergie de démontrer sa conformité avec les exigences de l'Ordonnance 889 du FERC qui portent sur la rétention et la disponibilité de l'historique des informations qui permettent de calculer les ATC.⁸⁴

⁸¹ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 196 et suivantes.

⁸² NS, 17 mai 2001, volume 21, page 91.

⁸³ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 11.

⁸⁴ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, page 15.

En ce qui concerne la procédure d'examen des plaintes qui a été approuvée par la décision D-98-25 de la Régie, « *Approbation des procédures d'examen des plaintes établies par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel (Art. 87, L.R.E.)* », NEG soumet que la prescription de 30 jours est beaucoup trop courte si on la compare aux normes de l'industrie, et elle contrevient à la section 99(2) de la Loi. NEG considère que les articles pertinents de l'OATT correspondent à la norme de l'industrie.⁸⁵ De plus, selon l'intervenante, la décision porte sur le transport lié à la distribution, soit les lignes à un voltage de moins de 44 kV.⁸⁶

Tel qu'approuvé par le Règlement 659, NEG soumet que la législation applicable aux relations commerciales de TransÉnergie avec NEG demeure l'OATT. Ceci n'a pas encore été modifié par la Régie. La section 12 de l'OATT demeure claire et ne spécifie aucun délai maximum à l'intérieur duquel un client peut porter plainte. L'article 99(2) de la Loi permet à la Régie de refuser ou de cesser d'examiner une plainte s'il s'est écoulé plus d'un an depuis que le plaignant a eu connaissance des faits qui fondent sa plainte.⁸⁷

À ce sujet, le transporteur réplique tout d'abord que par sa décision D-98-25, la Régie a effectivement approuvé une procédure d'examen des plaintes des clients de TransÉnergie concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport d'électricité contrairement à ce que laisse croire NEG qui limite l'application de cette décision à la distribution seulement.

Selon NEG, la position du transporteur à l'effet que ce dernier prétend lui avoir fait parvenir une lettre expliquant la procédure d'examen des plaintes, le 27 août 1998, n'est pas acceptable parce que NEG n'a signé une convention de service et n'est devenue cliente de TransÉnergie que le 16 novembre 1998 seulement. De plus, la lettre était adressée à M. Wolfgang Mueller, un employé du département de comptabilité qui n'était pas celui qui aurait dû le recevoir. NEG n'a reçu aucun envoi en 2000.⁸⁸

Selon le **transporteur**, tel qu'il appert de la pièce HQT-4, document 1.1.2 (en liasse), TransÉnergie a fait parvenir copie, en anglais, de sa procédure d'examen des plaintes, le 5 août 1999, à M^{me} Sarah Barpoulis de PG&E Energy Trading – Power, L.P.. M^{me} Barpoulis était la signataire, pour PG&E Energy Trading – Power, L.P., des deux conventions de service que TransÉnergie avait conclues, le 16 novembre 1998, avec cette cliente.

⁸⁵ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

⁸⁶ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

⁸⁷ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

⁸⁸ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 11.

Finalement, NRG Power Marketing Inc. a conclu ses conventions de transport avec TransÉnergie en octobre 2000 et a été avisée de la procédure d'examen des plaintes lors de l'envoi annuel de la procédure, le 13 juin 2001.⁸⁹

2.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

La séparation fonctionnelle découle du texte de la Loi. En effet, l'article 2 de la Loi définit le transporteur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité. Ce même article définit aussi le distributeur d'électricité comme étant Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

En conséquence, la Régie considère qu'une séparation fonctionnelle des activités d'Hydro-Québec est un outil essentiel pour assurer la réglementation du transporteur. La Régie demande au transporteur de se rapprocher le plus possible du concept d'entreprise autonome distincte et de ne conserver, à titre de services intégrés, que les seuls services pour lesquels des économies d'échelle et/ou des économies de gamme sont possibles. La Régie s'attend à ce que le transporteur traite aussi les affiliés comme s'ils étaient des tiers.

La tâche de la Régie est de mettre en place les outils réglementaires assurant l'efficacité de la séparation fonctionnelle, de manière à protéger la clientèle du service réglementé contre les risques d'interfinancement, et à permettre un accès non discriminatoire aux services. Les outils privilégiés sont le code de conduite, le système OASIS et une procédure d'examen des plaintes. À ces outils, s'ajouteront les tarifs et conditions de service applicables aux services offerts, tel que discuté à la section 11.

La Régie considère qu'Hydro-Québec a démontré l'efficacité opérationnelle du regroupement des activités chez TransÉnergie. Selon la Régie, le modèle mis en place est acceptable aux fins de la fixation, par la Régie, des tarifs du transporteur.

Cela étant, la Régie manifeste la préoccupation suivante quant à la séparation fonctionnelle. La rémunération des gestionnaires du transporteur serait liée à la performance d'Hydro-Québec intégrée, ce qui, pour la Régie, peut ne pas respecter le principe de traitement non discriminatoire puisque le transporteur a un incitatif financier qui peut le conduire à favoriser les transactions d'Hydro-Québec Production en fonction de la contribution de ce dernier à la rentabilité globale d'Hydro-Québec.

⁸⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 62.

La Régie s'attend donc à ce que le transporteur fasse des modifications à la politique de rémunération afin d'assurer une séparation fonctionnelle plus complète.

En ce qui concerne le traitement des plaintes, la Régie tient à réitérer que la procédure d'examen des plaintes, qui a été approuvée par sa décision D-98-25, « *Approbation des procédures d'examen des plaintes établies par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel (Art. 87, L.R.E.)* » s'applique au transporteur et que toute plainte doit être affichée sur OASIS. De plus, la Régie rappelle que l'envoi de cette procédure aux clients du service de transport doit être effectué chaque année.

Quant au modèle Transco que revendique le transporteur, la Régie constate qu'il n'y a aucune conclusion à cet effet dans la requête amendée et que ce débat n'est apparu que dans les argumentations. La Régie ne se prononce donc pas sur ce sujet.

2.2. CODE DE CONDUITE

2.2.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** présente, pour approbation, le document «*Séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marché de gros – Normes de conduite et procédure*». ⁹⁰ Ce document, daté de septembre 2000, comporte trois parties, soit les modifications à la structure administrative et au fonctionnement de la direction, les normes de conduite d'Hydro-Québec, ainsi que la procédure de mise en œuvre des normes de conduite et les relations d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliés.

Ce document vise à remplacer le document intitulé «*Séparation fonctionnelle des activités de transport des activités de production et de vente en gros – Normes de conduite et procédure – Édition de mai 1997*» ⁹¹ en y apportant quelques modifications.

Cette nouvelle version des «*Normes de conduite et procédure*» précise qu'Hydro-Québec a pour politique que les activités commerciales de ses sociétés affiliés, sur les marchés de gros de l'électricité, ne soient pas subventionnées par les clients des services réglementés. ⁹² Le code de conduite présenté vise à s'assurer que les employés d'Hydro-Québec qui participent aux activités de marchés de gros ne reçoivent pas d'avantages ou n'aient pas accès à de l'information se rapportant à l'exploitation et à l'administration du réseau de transport que ne peuvent obtenir des personnes non affiliés participant à des activités de marché de gros. Pour ce faire, le document aborde les mutations de personnel, la séparation physique du personnel, l'accès à l'information et la divulgation d'informations. Il fait aussi référence à la «*politique de prix de transfert reconnue par la Régie*». En appliquant ces normes de conduite, Hydro-Québec soutient qu'elle se donne toutes les chances de faire en sorte de traiter l'ensemble des clients de façon non discriminatoire. ⁹³

Le code de conduite guide la relation d'affaires entre Hydro-Québec et ses sociétés affiliés et la relation d'affaires de certaines de ses sociétés affiliés entre elles, soit Marketing d'énergie HQ inc, H.Q. Energy Services (U.S) inc, Gestion Production HQ inc, Sept-Chutes, société en commandite, et Chute Bell, société en commandite.

Le transporteur précise que le document n'inclut pas d'énoncé de politique spécifique aux activités non réglementées autres que celles de marché de gros. ⁹⁴ Il affirme que

⁹⁰ HQT-2, document 5, en liasse.

⁹¹ HQT-13, document 14.1.1.

⁹² HQT-2, document 5, page 16.

⁹³ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 232.

⁹⁴ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 31.

TransÉnergie HQ inc. n'est pas une société affiliée qui participe au marché de gros au sens des normes de conduite.⁹⁵ Les règles d'accès à l'information et de divulgation⁹⁶ régissent les relations entre Hydro-Québec et sa société affiliée TransÉnergie HQ inc.⁹⁷

Afin de s'assurer que le code est appliqué, le transporteur précise que le personnel de TransÉnergie a suivi des cours de formation sur le code de conduite⁹⁸ et le Secrétaire général d'Hydro-Québec a comme mandat, en cas de non respect du code de conduite, « d'intervenir avec force »⁹⁹.

Selon STOP/S.É., le Règlement 659 actuel rend applicables à Hydro-Québec les normes de conduite américaines relatives à la séparation fonctionnelle du transporteur, telles qu'établies par l'Ordonnance 889 de la FERC édictant la partie 37 des règlements de la FERC, 18 C.F.R. (1996). Le Règlement 659 réfère de multiples fois à ces normes de conduite américaines. Elles font donc partie du droit du Québec depuis 1997.

Le chapitre 37 des règlements de la FERC n'est pas annexé au Règlement 659 ni publié dans la Gazette officielle du Québec. La Régie n'en a donc pas, semble-t-il, connaissance d'office. De plus, ce chapitre 37, bien qu'ayant une portée réglementaire au Québec, ne semble exister qu'en version anglaise. C'est sans doute par erreur que le Règlement 659 y fait référence.

STOP/S.É. cite la preuve à l'effet qu'Hydro-Québec a développé ses propres normes de conduite depuis 1997, celles-ci étant différentes de celles prévues au chapitre 37 des règlements de la FERC, bien que le Règlement 659 n'ait pas été amendé en conséquence et continue de référer aux normes américaines.¹⁰⁰

Les normes de conduite d'Hydro-Québec ont été acceptées par la FERC dans sa décision relative à H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., laquelle a, à cette occasion, réitéré la souplesse de ses exigences de réciprocité sur cette question.

OPG soutient qu'il semble qu'il y ait eu peu de formation structurée portant sur le code de conduite et ses implications sur les activités quotidiennes des employés de la division transport, si on en croit les témoignages de MM. Roberge et Gagnon qui étaient déjà au courant¹⁰¹ et sensibilisés à la question¹⁰² et n'ont donc eu besoin d'aucune formation.

⁹⁵ HQT-13, document 14, pages 12 et 13.

⁹⁶ HQT-2, document 5, page 7.

⁹⁷ HQT-13, document 14, pages 12 et 13.

⁹⁸ NS, 12 avril 2001, volume 8, pages 33 à 35.

⁹⁹ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 233.

¹⁰⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 39 et 40.

¹⁰¹ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 134.

Selon l'intervenante, il n'y a pas non plus d'obligation de formation continue, pas de vérification de surveillance, pas de sanctions définies ni de mécanisme formel pour répondre aux plaintes.¹⁰³ Vu l'absence d'un programme de vérification, il est difficile de croire l'affirmation de M. Bastien à l'effet que le code n'a jamais été violé, et l'absence d'un tel programme devrait être un signal pour la Régie.

NEG demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de se conformer à son code de conduite et de conserver un registre détaillé de l'utilisation de son pouvoir discrétionnaire.¹⁰⁴

Selon **NEG**, l'Ordonnance 889 a mis en place des protocoles de divulgation d'information par les sociétés de transport, créé la plate-forme OASIS et établi différentes normes de conduite. Ces normes comptent deux éléments clés, soit (i) la séparation des fonctions de fiabilité et d'opération du transporteur des fonctions marchandes et (ii) empêcher les employés du système de fournir aux employés de la fonction marchande et des affiliés de l'information non disponible au même moment à tous les clients via OASIS.¹⁰⁵

Il ne doit y avoir aucun intérêt financier de l'ISO et de ses employés dans la performance économique de quelque participant que ce soit au marché. Il est prématuré de porter un jugement définitif puisque la structure d'Hydro-Québec ne lui permet pas de respecter ce principe.

NEG déclare qu'étant donné la séparation si mince entre les activités canadiennes et américaines de HQ-Marketing, il existe une véritable possibilité que HQ-US recevra un traitement préférentiel et bénéficiera d'informations privilégiées au détriment des autres participants au marché.¹⁰⁶

Le **RNCREQ**, après avoir soulevé la question des transactions entre affiliés, plus particulièrement par rapport à la transaction avec Connexim,¹⁰⁷ et souligné les limites des codes de conduite, considère que lorsque des activités réglementées et concurrentielles cohabitent dans une même entreprise pour laquelle seule une politique de séparation fonctionnelle est implantée, un code de conduite est un minimum essentiel¹⁰⁸ et celui que l'intervenant propose est, selon lui, loin d'être radical¹⁰⁹.

¹⁰² NS, 22 mai 2001, volume 23, page 135.

¹⁰³ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 137 à 146.

¹⁰⁴ Argumentation de **NEG**, 7 septembre 2001, page 26.

¹⁰⁵ Argumentation de **NEG**, 7 septembre 2001, page 4.

¹⁰⁶ Argumentation de **NEG**, 7 septembre 2001, page 9.

¹⁰⁷ Voir la section 2.3, page 56.

¹⁰⁸ Argumentation du **RNCREQ**, 6 septembre 2001, page 69.

¹⁰⁹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 145.

L'intervenant propose que la Régie élabore des normes de conduite pour gérer les transactions entre affiliés de façon à protéger les clients québécois et fournir une assurance crédible qu'il n'y a pas d'interfinancement¹¹⁰, puisque la Régie ne possède pas de mémoire institutionnelle ni d'historique qui lui permette de mesurer et de détecter les pratiques douteuses¹¹¹.

Selon le RNCREQ, ces normes incluraient une directive à l'effet que les coûts directs et partagés puissent être retracés dans les registres comptables, et la documentation du transporteur et de ses affiliés concernant ces coûts soit accessible à la Régie sur demande. De plus, l'accès à tous les registres de l'affilié devrait être assuré au régulateur pour qu'il puisse déterminer s'il y a présence d'interfinancement ou non. Selon le RNCREQ, les vérificateurs, et non la société, doivent déterminer quelle information est pertinente à leur objectif.¹¹²

Le RNCREQ soumet que :

« [...] la Régie procède à élaborer un tel code de conduite en convoquant une audience générique à ce sujet, en rédigeant un projet de code qui serait examiné lors d'une telle audience.¹⁵² Ils [les experts du RNCREQ] ont de plus fourni une liste de quatorze sujets qu'un tel code devrait aborder, soit :

- a) la reddition de comptes sur toute transaction entre les parties réglementées et non réglementées d'Hydro-Québec;*
- b) les principes qui les sous-tendent (exemple : le principe d'asymétrie);*
- c) le partage d'employés, d'information, de bureaux ou d'équipements;*
- d) l'utilisation du nom "Hydro-Québec" par toute division ou filiale engagée dans des activités concurrentielles;*
- e) l'accès aux livres des entités non réglementées par la Régie;*
- f) l'interdiction de tout traitement discriminatoire ou préférentiel par des entités réglementées;*
- g) l'interdiction de tout lien entre des services réglementés et le choix d'un affilié d'Hydro-Québec comme fournisseur d'un service concurrentiel;*
- h) l'interdiction de toute activité conjointe de publicité ou de marketing entre les entités réglementées et non réglementées ;*
- i) la tenue de livres distincte pour toute activité réglementée;*
- j) la mise en application et les pénalités;*
- k) les procédures de résolution de différends. »(sic)^{113,114}*

¹¹⁰ RNCREQ-19, 14 mars 2001, pages 22 et 23.

¹¹¹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 144.

¹¹² NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 147 et 148.

¹¹³ La liste originale des 14 sujets, en anglais, se retrouve à la pièce RNCREQ-19, 14 mars 2001, pages 21 et 22. La version présentée ci-dessus est traduite et résumée par le RNCREQ.

¹¹⁴ Argumentation du RNCREQ, 7 septembre 2001, pages 69 et 70.

Selon le RNCREQ, bien que les exigences ci-dessus soient requises aux États-Unis à cause d'un contexte différent, Hydro-Québec fait face à des motivations économiques auxquelles toutes les entreprises sans exception sont confrontées; en effet, leurs gains augmentent lorsqu'elles diminuent les coûts des filiales soumises à la concurrence pour accroître les coûts de la clientèle du monopole.¹¹⁵

Le RNCREQ soumet que l'établissement de règles dès le début de la mise en œuvre de la réglementation évite d'avoir à traiter des transactions présentées après le fait assorties d'informations incomplètes et inadéquates. La Régie devrait demander des commentaires des intéressés et examiner les directives de NARUC¹¹⁶ ainsi que d'autres codes de conduite afin de mettre en place des directives appropriées au cadre législatif.¹¹⁷ Le code de conduite devrait prendre la forme d'un règlement, assorti de sanctions.

2.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

Le code de conduite est un outil utilisé par plusieurs organismes de régulation dans le cadre de leur mandat de protection de la clientèle du service réglementé. Par exemple, il est mentionné à l'article 4 du Règlement 659 et est l'un des objets de l'Ordonnance 889 de FERC.

Un code de conduite vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel en faveur des autres unités et affiliés de l'entreprise intégrée en régissant les comportements, les échanges d'employés et d'informations. Il vise aussi à prévenir l'interfinancement en encadrant les transactions avec le transporteur qui ont des impacts financiers pour ce dernier.

La Régie considère que le document « *Séparation fonctionnelle des activités de transport, de production et de marchés de gros – Normes de conduite et procédure* » déposé par Hydro-Québec est nécessaire et utile.

La Régie constate les modifications suivantes apportées par la nouvelle version du code datée du 20 septembre 2000 :

- la nouvelle version ne mentionne pas que les livres, registres et comptes des sociétés affiliés seront tenus de façon distincte de ceux d'Hydro-Québec;
- les actifs, biens et services fournis à Hydro-Québec par ses affiliés ainsi que les services du personnel d'Hydro-Québec détaché à temps plein auprès des affiliés sont vendus à la

¹¹⁵ NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 175 et 176.

¹¹⁶ RNCREQ-18, 7 février 2001, appendice 1.

¹¹⁷ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 179.

valeur marchande dans l'ancienne version alors que la nouvelle version fait appel au coût complet à la suite de la décision D-99-120.

Le document est, selon la Régie, incomplet. Les responsabilités de la Régie vont au-delà de la portée actuelle du code et ce dernier ne régit pas spécifiquement les interfaces entre le transporteur et l'ensemble des autres affiliés d'Hydro-Québec.

De plus, selon la Régie, le code présenté ne fait pas état de l'objectif de protéger le client du service réglementé, à l'exception des transactions sur le marché de gros de l'électricité, et ne détaille pas les normes s'appliquant aux relations avec les autres affiliés. Il ne détaille pas non plus la politique de prix de cession à laquelle le code fait référence. La Régie considère qu'une référence aux principes énoncés dans la présente décision concernant la politique de prix de cession permettra de faciliter l'application du code et ainsi de prévenir toute forme d'interfinancement.

La Régie constate aussi que la formation du personnel sur l'application du code de conduite semble souffrir de lacunes. Elle demande au transporteur de s'assurer que la formation sur ce sujet soit de nature continue et s'adresse à toutes les personnes concernées. La Régie note aussi que la personne responsable du code de conduite est le Secrétaire général d'Hydro-Québec et non un responsable du transporteur. La Régie demande au transporteur qu'à l'avenir, une personne indépendante d'Hydro-Québec responsable du code de conduite soit nommée.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de déposer, à l'intérieur de 120 jours de la date de la présente décision, pour approbation finale, un code de conduite amendé portant spécifiquement sur les relations du transporteur avec tous les affiliés d'Hydro-Québec. Ce code devra porter sur l'interface avec toutes les activités, qu'elles soient réglementées ou non, et non uniquement sur les activités de commerce de gros, et aborder, notamment, les sujets mentionnés ci-dessous :

- la description de la nature des transactions ou relations d'affaires avec les affiliés;
- la méthode utilisée par le transporteur pour rendre compte à la Régie des transactions entre le transporteur et les affiliés d'Hydro-Québec;
- le partage d'employés, d'information, de locaux, d'équipements;
- l'accès par la Régie aux livres et registres des entités non réglementées;¹¹⁸
- la description de la politique de prix de cession; (le terme « cession » devrait remplacer « transfert »)

¹¹⁸ À cet effet, la Régie note que chacune des filiales tient une comptabilité distincte et doit faire parvenir périodiquement à Hydro-Québec la transposition de ses états financiers dans une structure comptable d'Hydro-Québec. (NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 224)

- la formation continue du personnel concerné;
- les vérifications de conformité au code de conduite;
- la procédure de traitement et de divulgation des manquements au code concernant le transporteur;
- le rapport annuel à la Régie sur l'application du code, incluant toute infraction et les rapports en cas de non-respect;
- les informations qui doivent être publiées sur OASIS relativement à l'application du code de conduite;
- le maintien de livres et registres distincts du transporteur;
- la publication du code sur OASIS.

La Régie demande au transporteur de modifier les articles des « *Tarifs et conditions* » du service de transport pour éliminer la référence à la partie 37 des règlements de la FERC en ce qui concerne le Code de conduite afin d'éviter d'avoir deux codes de conduite en vigueur en même temps.

2.3. IDENTIFICATION DES ACTIVITÉS DE TRANSPORT

2.3.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur définit ainsi sa mission :

- *« transporter l'électricité et commercialiser la capacité de transport selon le niveau de qualité attendu dans le respect de la réglementation en vigueur, tout en assurant la pérennité et la croissance optimale des actifs dans une optique de développement durable;*
- *assurer les mouvements d'énergie sur le réseau de transport d'électricité sous notre responsabilité, au meilleur coût et selon la qualité attendue tout en respectant les règles de fiabilité, de sécurité de réseau et autres en vigueur;*
- *commercialiser les produits et les services dans les domaines reliés au transport d'énergie. »*¹¹⁹

La réalisation de cette mission se traduit en diverses activités, par exemple :

- la planification et le développement des actifs de transport d'électricité, incluant les orientations nécessaires au développement du savoir-faire technique et des applications technologiques spécifiques au réseau de transport, les critères de maintenance optimale du réseau et la prise en compte des besoins de la clientèle;
- la fourniture d'expertise et de soutien technique afin d'apporter des solutions aux problèmes techniques et environnementaux, d'évaluer les projets d'addition ou de modification des installations de transport ainsi que les normes de conception des équipements;
- la fourniture d'un service de transport fiable et concerté à tous ses clients dans tous ses territoires d'exploitation;
- le contrôle des mouvements d'énergie assurant l'équilibre offre-demande en temps réel sur tout le réseau de transport, conformément aux règles de l'industrie;
- l'exploitation optimale des centres de téléconduite;
- la commercialisation du transit;
- le développement de produits et services non réglementés et l'exploitation de filiales à ces fins.¹²⁰

Les **activités réglementées**, dont les coûts ont été intégrés au coût de service, sont les activités reliées à la gestion, la conception, la planification, l'exploitation et la commercialisation du réseau de transport au Québec.¹²¹

¹¹⁹ HQT-2, document 1, page 7.

¹²⁰ HQT-13, document 1.2.1, pages 8 à 10.

¹²¹ HQT-1, document 1, page 10.

Les **services de soutien**, dont les services financiers, de comptabilité, des technologies de l'information, des approvisionnements et service, de la recherche et développement, de la tarification et du contentieux¹²², sont utiles et nécessaires au transporteur et regroupés afin d'optimiser les coûts pour l'ensemble des usagers d'Hydro-Québec. En conséquence, les quantités consommées et les coûts qui y sont rattachés deviennent réglementés.¹²³ Présentement, ces services sont fournis par d'autres unités de l'entreprise, mais ils pourraient être offerts par des entités non liées.

Les **biens et services fournis au transporteur par des filiales** sont peu nombreux en 2001; ils regroupent les contrats de transport fournis par CRT ainsi que la licence fournie par TransÉnergie Technologies inc¹²⁴. Les montants qui y sont rattachés sont inclus soit dans les coûts réglementés, soit dans la base de tarification.

Certaines **activités non réglementées** sont **regroupées dans TransÉnergie HQ inc**, filiale à 100 % d'Hydro-Québec, créée en 1998. Sous cette société de gestion, mise en place pour le développement et la mise en marché des produits et services non réglementés, on retrouve trois filiales principales : TransÉnergie U.S. Ltd., TransÉnergie Technologies inc. et TransÉnergie Services inc. Les activités de ces entités sont clairement identifiées¹²⁵ et comptabilisées dans les registres comptables¹²⁶ de cette filiale¹²⁷. Elles visent à commercialiser les produits et services de transport sur les marchés internationaux ou à des tiers établis au Québec, et sont considérées comme des activités non réglementées puisque *« d'une part, la Loi sur la Régie de l'énergie ne prévoit pas que la Régie a juridiction sur les activités commerciales sur les marchés internationaux et, d'autre part, qu'il existe une concurrence pour les produits et services commercialisés par TransÉnergie »*.¹²⁸

D'autres **activités non réglementées** dont les **coûts** sont **encourus directement par le transporteur** consistent en services fournis et prêts d'employés à d'autres unités et filiales de l'entreprise ainsi qu'à l'extérieur de l'entreprise : les coûts qui y sont rattachés sont soustraits du revenu requis, soit avant, soit après qu'il ait été présenté à la Régie.¹²⁹

¹²² HQT-1, document 1, page 10.

¹²³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 106.

¹²⁴ HQT-13, document 1.2, pages 33 et 34.

¹²⁵ HQT-13, document 2, page 6.

¹²⁶ HQT-13, document 1.2.1, pages 11 et 12.

¹²⁷ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 62 et 63.

¹²⁸ HQT-1, document 1, page 10.

¹²⁹ HQT-13, document 1, pages 35 et 36.

Le transporteur a présenté cinq critères permettant l'identification d'une activité réglementée, soit :

1. l'assujettissement de l'activité à la Loi sur la Régie de l'énergie;
2. le droit exclusif de distribution et l'obligation de servir;
3. une prescription de la Régie de l'énergie ou du gouvernement;
4. l'existence d'un marché concurrentiel;
5. l'intérêt de l'ensemble de la clientèle.¹³⁰

Le transporteur n'a retenu que la Loi comme critère d'identification. Tout autre critère mentionné au dossier est complémentaire.¹³¹

Chez TransÉnergie, l'exercice d'identification des activités s'est fait sous forme de discussions,¹³² bien qu'un guide ait été préparé¹³³ et qu'un processus d'identification plus formel ait été prévu. Au fur et à mesure de l'identification des activités non réglementées, ces dernières ont été transférées dans des filiales pour assurer l'étanchéité des registres.¹³⁴

Afin de communiquer le résultat de l'exercice d'identification, le transporteur a présenté, le 14 mai 2001 à la suite de l'engagement 49, une liste des centres de coûts¹³⁵ regroupés par direction.¹³⁶ Cette liste inclut surtout des activités réglementées, mais elle inclut aussi des comptes mixtes, c'est-à-dire des comptes à refacturer aux autres unités ainsi que des comptes consacrés aux activités non réglementées.¹³⁷

Selon le transporteur, les activités non réglementées de TransÉnergie sont minimales et n'ont pour ainsi dire aucun impact sur les tarifs de transport. Elles représentent 1,2 M\$ pour la location d'emprises¹³⁸, 13 employés¹³⁹ qui se consacrent subsidiairement aux activités non réglementées sur un total de 3 161 employés, et des actifs de 4 M\$.¹⁴⁰

¹³⁰ HQT-1, document 1, page 9.

¹³¹ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 209.

¹³² NS, 10 avril 2001, volume 6, page 264.

¹³³ HQT-13, document 1.1.1.

¹³⁴ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 113.

¹³⁵ À l'intérieur du système comptable d'Hydro-Québec, il y a deux façons d'identifier un centre de coûts non réglementé : soit par le libellé, le titre qui porte une connotation non réglementée, et aussi, normalement, le « pointeur » devrait identifier tous les centres de coûts qui sont non réglementés. (NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 226.) SAP est le système comptable d'Hydro-Québec qui permet de rattacher les centres de coûts à des centres de profits. C'est par le rattachement à un centre de profits qu'on trouve le lien avec TransÉnergie. (NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 226.)

¹³⁶ HQT-5, document 3.2.10.

¹³⁷ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, pages 253 à 256.

¹³⁸ HQT-13, document 1.2, page 36.

¹³⁹ HQT-13, document 1.2.1, page 11.

¹⁴⁰ HQT-13, document 7, page 36.

Lorsque les activités non réglementées sont exécutées par le transporteur, le traitement comptable permet d'en identifier le coût.¹⁴¹ De plus, selon Hydro-Québec, le regroupement de l'essentiel des activités non réglementées sous TransÉnergie HQ inc. avec une comptabilité séparée assure la cohérence avec le coût complet, et le coût de service n'est pas affecté par ces activités.¹⁴²

Le transporteur affirme avoir mis en place tout ce qu'il faut pour que les charges qui devaient lui être imputées le soient de la façon la plus transparente et la plus complète possible.¹⁴³

*« Les activités réglementées ne subventionnent aucunement les activités non réglementées et ces dernières assument leur juste part des coûts, ce qui respecte l'Énoncé de politique et normes de conduite en ce qui concerne la relation d'affaires entre HQ et ses sociétés affiliés. »*¹⁴⁴

Le transporteur estime avoir donné à la Régie toutes les informations nécessaires pour qu'elle puisse adéquatement statuer sur l'identification des activités non réglementées.¹⁴⁵ Il reconnaît que la Régie doit disposer des informations nécessaires à la compréhension de l'activité considérée avant de statuer sur les critères à utiliser pour juger du caractère réglementé ou non de celle-ci, ainsi que sur la séparation appropriée des coûts. La Régie déciderait donc au cas par cas en fonction des critères qu'elle aura retenus.¹⁴⁶

En conséquence, le transporteur demande à la Régie de reconnaître que la liste des activités non réglementées établie à la pièce HQT-1, document 1.1, (révision du 11 juin 2001) est « exacte et complète ». ¹⁴⁷ Cette liste est reprise à l'Annexe 2.

Selon l'ACEF de Québec :

*« la Régie a le pouvoir et l'obligation de s'assurer qu'Hydro-Québec ne discrimine pas en faveur des activités non réglementées de ses filiales ou co-entreprises. Elle doit pouvoir disposer du bilan et des états de revenus et dépenses des filiales ou co-entreprises, mais aussi des activités non réglementées au sein de Hydro-Québec. »*¹⁴⁸

Selon OC, il est du devoir de la Régie de s'assurer que les activités réglementées ne subventionnent en aucun cas les activités non réglementées d'Hydro-Québec et la façon de s'en assurer est de surveiller de très près les transactions entre affiliés, réglementées et non

¹⁴¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 120.

¹⁴² HQT-1, document 1.1, page 4.

¹⁴³ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 121.

¹⁴⁴ HQT-1, document 1, pages 12 et 13.

¹⁴⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 120.

¹⁴⁶ HQT-13, document 7, page 4.

¹⁴⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 118.

¹⁴⁸ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 108.

réglementées. De plus, il ne suffit pas de se satisfaire que le pourcentage est correct; encore faut-il que le total ne soit pas déraisonnable non plus. Pour cela, il faut être en mesure de vérifier l'utilité et la pertinence des coûts présentés.

OC réfère à la réglementation de SCGM :

*« [...] Déjà en 1993, la Régie énonçait des principes importants en matière de réglementation de la Société en commandite Gaz Métropolitain inc. (SCGM) et des transactions avec ses sociétés affiliées. Quant à nous, nous croyons nécessaire qu'Hydro-Québec soit soumise au même type de réglementation que SCGM à cet égard [...] »*¹⁴⁹

OC cite la décision D-93-51 de la Régie :

« afin de s'assurer de la transparence des transactions de toutes les filiales reliées à SCGM, il est essentiel que la Régie obtienne toute l'information sur les filiales, soit leur statut corporatif, leurs livres comptables et leurs données financières. Lors des causes tarifaires et de fermeture, le détail des transactions entre les filiales et la Société devra être déposé, ainsi que les données financières suivantes de ces filiales :

- *Revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, financement additionnel et les sources et garanties, événements extraordinaires et exceptionnels. »*¹⁵⁰

2.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Le tableau inclus à la fin de la présente section, comme Annexe 1, résume le traitement proposé par Hydro-Québec des activités de TransÉnergie mentionnées dans le sommaire de la preuve, selon la compréhension de la Régie.

Le transporteur présente une liste des activités non réglementées ainsi que, le 14 mai 2001, une liste des centres de coûts regroupés par direction de TransÉnergie.¹⁵¹ Une liste qui rassemble des activités réglementées et non réglementées à l'intérieur du système comptable corporatif est jointe à la présente sous l'Annexe 2. La Régie considère que ces deux listes sont des outils qui peuvent aider à définir quelles sont les activités réglementées; mais la Régie ne les perçoit pas comme une fin en soi.

La Régie souligne les difficultés rencontrées pour obtenir en temps opportun une vision complète des activités réglementées et non réglementées, tel que requis dans sa décision D-99-120¹⁵² et repris dans la décision D-2000-102¹⁵³, lui permettant de valider et

¹⁴⁹ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 19.

¹⁵⁰ Décision D-93-51, 1^{er} octobre 93, page 56.

¹⁵¹ HQT-5, document 3.2.10.

¹⁵² Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 28.

juger de l'exercice réalisé par le transporteur pour identifier les activités réglementées et non réglementées.

La Régie ne peut statuer sur le fait que la liste des activités non réglementées telle que soumise soit « *complète et exacte* », tel que demandé par le transporteur. L'information soumise en preuve n'est pas suffisante pour permettre à la Régie de s'assurer qu'il n'y a pas d'autres activités non réglementées dans la liste des centres de coûts de TransÉnergie.¹⁵⁴ Le cas échéant, de telles activités devraient être transférées dans la liste des activités non réglementées. Toutefois, la 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.

Pour les fins du présent dossier tarifaire, la Régie reconnaît que les activités de TransÉnergie qui sont liées à sa mission, telles que présentées à la pièce HQT-13, document 1.2.1, pages 8 à 10, à l'exception du développement de produits et services non réglementés et l'exploitation de filiales à ces fins, représentent des activités nécessaires pour offrir les divers services de transport réglementés. Les coûts de ces services peuvent être reconnus aux fins d'établir le revenu requis du transporteur. En ce sens, ces activités sont des activités réglementées.

La Régie considère que les services de soutien sont également nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service et peuvent être inclus dans le revenu requis, même si ces services peuvent être offerts par d'autres entités que le transporteur, et ce, aux fins d'assurer la pleine optimisation des ressources et la réduction des coûts.

Le transporteur s'est engagé à produire un relevé des transactions pertinentes à la demande de la Régie¹⁵⁵, ou même à produire, au besoin, une information plus détaillée que celle qui a été fournie dans ce dossier,¹⁵⁶ et la Régie en prend acte.

Dans sa décision D-93-51, portant sur SCGM, la Régie a établi des exigences de dépôt afin d'obtenir l'information sur ses relations avec les filiales non réglementées du distributeur. Le dépôt de ce type d'information permet de s'assurer de la transparence des transactions.

¹⁵³ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 14.

¹⁵⁴ HQT-5, document 3.2.10.

¹⁵⁵ HQT-13, document 14, page 92.

¹⁵⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 248.

« De plus, afin de s'assurer de la transparence des transactions de toutes les filiales reliées à SCGM, il est essentiel que la Régie obtienne toute l'information sur les filiales, soit leur statut corporatif, leurs livres comptables et leurs données financières.

Lors des causes tarifaires et de fermeture, le détail des transactions entre les filiales et la Société devra être déposé, ainsi que les données financières suivantes de ces filiales :

*Revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, financement additionnel et les sources et garanties, événements extraordinaires et exceptionnels. »*¹⁵⁷

Donc, à cette fin, la Régie exige le dépôt des informations suivantes lors du prochain dossier tarifaire de TransÉnergie, soit :

- la liste des affiliés;
- les données financières suivantes concernant les affiliés : revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, garanties de financement, événements extraordinaires et exceptionnels;
- le total annuel des transactions entre chaque affilié et le transporteur, et leur classement;
- un rapport faisant état du classement à titre d'activité réglementée ou non réglementée de toute nouvelle activité du transporteur et de toute modification.

Cette information devra être présentée en respectant le modèle présenté par SCGM dans ses dossiers tarifaires.¹⁵⁸

La Régie note que le transporteur offre directement aux clients Grandes Entreprises du distributeur certains services qui améliorent la satisfaction de cette clientèle quant à la fiabilité du réseau de transport, services qui font partie du service de base du transporteur et ne sont pas facturés de façon additionnelle au distributeur.¹⁵⁹

Pour le prochain dossier tarifaire de transport, la Régie demande au transporteur de fournir des précisions sur ces services, la façon dont ils sont facturés au distributeur et les sommes impliquées.

¹⁵⁷ Décision D-93-51, Recueil de décisions de la Régie du gaz naturel: 1^{er} avril 1993 – 31 mars 1994, page 251.

¹⁵⁸ Voir, par exemple, dossier R-3463-2001, SCGM -6, documents 11 à 14, 1^{er} août 2001.

¹⁵⁹ HQT-13, document 1, pages 4 et 5.

ANNEXE 1

Activités de TransÉnergie		
Type	Traitement comptable	Montants (M\$)
Réglementées		
	<i>Incluses dans le revenu requis ou dans la base de tarification</i>	<i>HQT-13, document 1, page 54</i>
Exercées par TransÉnergie	Charges directes (on en soustrait une partie, soit les charges capitalisées) (au coût complet)	Charges brutes directes (347,2-68,0)
	Autres charges (au coût)	Amortissement
		Taxes
		Achats de service de transport
Services fournis par d'autres unités de l'entreprise	Services facturés (facturation interne)	Facturation interne
Services fournis par des filiales	Frais corporatifs (au coût complet)	Frais corporatifs
	Cedar Rapids Transmission ou CRT	Achats de service de transport
Actifs fournis par des filiales	Charges directes (au coût du marché)	Investissement dans une licence
	TransÉnergie Technologies (inclus dans la base de tarification) (coût du marché - 15%)	
Non réglementées		
	<i>Non incluses dans le revenu requis</i>	<i>Non disponible</i>
Exercées par les filiales	Dans les livres de la filiale TransÉnergie HQ inc (données non présentées à la Régie)	
Exercées par TransÉnergie		
Services fournis à d'autres unités de l'entreprise et à l'extérieur	Soustrais du revenu requis avant de le présenter à la Régie (prêts d'employés à HQI, autres unités et extérieur) (au coût complet)	(2,6)
	Facturation interne émise (autres unités, production, distribution, etc.) (au coût complet)	Facturation interne émise
Services fournis uniquement à l'extérieur de l'entreprise	Facturation externe (location d'emprises) (au coût complet et valeur nominale)	Facturation externe

ANNEXE 2

Activités non réglementées identifiées par le transporteur¹⁶⁰

Commercialisation de produits ou de services divers, au Québec

- Commercialisation de technologies de simulation de réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise reliée à la planification, l'exploitation et l'entretien des réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise spécifique touchant la construction et l'exploitation de lignes à courant continu (HQT-4, document 1, page 20)
- Développement de projets de transport pour des tiers (HQT-10, document 1, page 45)
- Location d'emprises de lignes et de terrains à des entités externes à Hydro-Québec (HQT-13, document 1.2, page 36)

Commercialisation de produits ou de services à l'international

- Commercialisation de technologies de simulation de réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise reliée à la planification, l'exploitation et l'entretien des réseaux électriques (HQT-4, document 1, page 20)
- Commercialisation d'expertise spécifique touchant la construction et l'exploitation de lignes à courant continu (HQT-4, document 1, page 20)
- Planification des réseaux (HQT-4, document 1, page 20)
- Opération et entretien de réseaux (HQT-4, document 1, page 21)
- Services connexes (HQT-4, document 1, page 21)
- Développement de projets de transport aux États-Unis et en Australie (HQT-4, document 1, page 21)
- Gestion des actifs sur des projets de lignes de transport (HQT-4, document 1, page 22)

CRT

Toutes les activités de CRT.

¹⁶⁰ Extrait de HQT-1, document 1.1, révision, 11 juin 2001.

2.4. POLITIQUE DE PRIX DE CESSION

2.4.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur énumère cinq critères de séparation des coûts, soit la séparation administrative, la mesure au coût complet, la compensation équitable aux activités complémentaires au service réglementé, la rémunération des services occasionnels rendus à des tiers non réglementés et la réalisation de transactions avec une affiliée dans le cours normal de ses affaires. Il informe la Régie que ces cinq critères sont appliqués dans le dossier présenté.¹⁶¹

Bien que le transporteur reconnaisse qu'idéalement il serait préférable que les activités non réglementées soient réalisées par des entités juridiques distinctes, il reconnaît qu'en pratique, ce sont souvent des filiales ou unités administratives qui les réalisent.

Biens et services

Selon le transporteur, le prix des services facturés est établi chez le fournisseur en cumulant le coût complet des services offerts, incluant un rendement sur les actifs utilisés pour fournir ces services, et en établissant un prix unitaire sur la base de la consommation totale de ce service. Les composantes du coût complet sont les suivantes :

- les charges d'exploitation directement associées à la fourniture de ce service;
- les charges de services partagés relatives aux services consommés dans le cadre de la fourniture de ce service;
- les charges d'amortissement relatives aux actifs utilisés pour la fourniture de ce service;
- les charges de taxes foncières, si le service rendu est une location d'espace de travail;
- les charges de taxe sur le capital relatives aux actifs utilisés dans le cadre de la fourniture de ce service;
- le coût en capital appliqué aux actifs utilisés dans le cadre de la fourniture de ce service, qui correspond à celui établi aux fins réglementaires.¹⁶²

À l'exception des charges directes d'exploitation, les autres charges sont des charges communes.¹⁶³

¹⁶¹ HQT-1, document 1, pages 10 et 11.

¹⁶² HQT-5, document 2, page 8; liste détaillée des composantes, voir HQT-13, document 1.1.2, page 7.

¹⁶³ La répartition de ces charges varie : par exemple, les frais corporatifs sont répartis, dans un premier temps, à l'ensemble des unités de service et des unités d'affaires (HQT-5, document 2, page 9). La taxe sur le capital est répartie selon le coût non amorti des immobilisations en exploitation augmenté des constructions en cours. (HQT-5, document 2, page 11)

Le transporteur affirme avoir systématiquement appliqué, lorsque pertinente et praticable, la méthode du coût complet. Cependant, les activités non réglementées sont le plus souvent exécutées par des filiales qui emploient un système comptable distinct de celui d'Hydro-Québec. Le système SAP n'est utilisé que par l'entité juridique Hydro-Québec, et non par les affiliés. La totalité des filiales sont hors SAP¹⁶⁴. Selon le transporteur, le regroupement de l'essentiel des activités non réglementées sous TransÉnergie HQ inc. avec une comptabilité séparée assure la cohérence avec le coût complet, et le coût de service n'est pas affecté par ces activités.¹⁶⁵

Le transporteur constate qu'aucun argument n'a été amené pour remplacer la méthode du coût complet comme règle générale de séparation des coûts¹⁶⁶ et il affirme avoir démontré que le traitement comptable des activités non réglementées est rigoureux et détaillé.

Selon STOP/S.É., la Loi est la seule « *méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées* » dont la Régie puisse prendre acte.¹⁶⁷ Le principe du coût complet continue de prévaloir.¹⁶⁸

Actifs

Selon le **transporteur**, la cession d'actifs est relativement rare. Elle se produit le plus souvent entre unités d'affaires.¹⁶⁹ De plus, lorsqu'il y aura cession d'actif à une autre entité, l'article 73 s'appliquera; TransÉnergie devra demander une « *permission* » à la Régie et justifier si c'est à l'avantage des consommateurs. Le transporteur s'interroge sur la portée d'une politique de prix de cession générique, établie sans trop savoir quelle réalité elle couvre.¹⁷⁰ Il fait valoir que la Régie peut changer cette politique au cas par cas.

Le coût complet ne s'applique pas à la cession d'actif, mais seulement aux biens et services.¹⁷¹ Le transporteur propose de transférer les actifs au coût comptable.¹⁷² Cette pratique est utilisée depuis longtemps, est conforme aux PCGR et est adéquate dans le présent contexte.¹⁷³

¹⁶⁴ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 223.

¹⁶⁵ HQT-1, document 1.1, page 4.

¹⁶⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 120.

¹⁶⁷ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 83.

¹⁶⁸ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 85.

¹⁶⁹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 18.

¹⁷⁰ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 24.

¹⁷¹ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 241.

¹⁷² NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 236 et 237. Le transporteur utilise les termes « valeur aux livres », page 236, et « valeur comptable », page 237.

¹⁷³ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 19.

Selon le transporteur, bien que la cession d'actifs entre unités d'une même entreprise doive se faire à la valeur comptable, le traitement peut être différent lorsqu'il s'agit d'affiliés. Il propose qu'il soit fait à la valeur comptable lorsqu'il s'agit d'une filiale à 100 %, pour ne pas créer d'écart entre le calcul comptable et le calcul réglementaire. Quand il y a présence de tiers, toutefois, c'est un prix négocié.¹⁷⁴

Certains actifs de télécommunications d'Hydro-Québec ont été vendus en 1999 à Connexim, une société en commandite non réglementée, affiliée à Hydro-Québec. Les actifs ont été vendus à la valeur au marché. La méthodologie utilisée est le coût de remplacement déprécié.¹⁷⁵ Connexim facture ses services à la DPTI au prix du marché¹⁷⁶ qui en facture une partie à TransÉnergie¹⁷⁷.

Le **RNCREQ** propose une méthode de prix de cession asymétrique inspirée de NARUC. Selon cette méthode, les actifs, biens et services fournis par le transporteur réglementé à un affilié le seraient au plus élevé du coût ou du prix du marché. Les actifs, biens et services fournis par un affilié au transporteur réglementé le seraient au moindre du coût ou du prix du marché. Cette méthode permet de lutter contre la tendance de transférer des actifs à un affilié à une valeur inférieure au prix du marché pour lui fournir un avantage concurrentiel, et de facturer un montant supérieur au marché lors d'une vente au monopole afin de subventionner les affiliés qui opèrent dans un milieu concurrentiel, ou de fournir aux actionnaires un profit plus élevé sur les activités non réglementées.¹⁷⁸

Le **transporteur** réplique que les craintes du RNCREQ sont possiblement plus justifiées lorsque d'importants actifs de production d'électricité sont cédés à des entités non réglementées à la suite de la restructuration du marché que lorsque des actifs de transport de moindre valeur, par nature, sont transférés entre des entités de la même entreprise.

Selon le transporteur, les abus et injustices appréhendés par le RNCREQ sont évités par l'utilisation de la valeur aux livres des actifs, ce qui est cohérent avec la règle du coût complet et les règles comptables canadiennes.¹⁷⁹

¹⁷⁴ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 241.

¹⁷⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 245. Cette méthode est calculée en trois étapes à partir du prix d'achat des actifs : 1. Ajout de 30 % de la valeur des actifs pour les frais d'installation, les frais d'ingénierie et les frais généraux; 2. Ajout de 3,5 % de la valeur totale des actifs (prix d'achat plus le 30 % précité) pour les frais de financement capitalisés; 3. Soustraction de l'amortissement cumulé à la date de signature du contrat (HQT-13, document 14, page 16).

¹⁷⁶ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 235.

¹⁷⁷ HQT-13, document 14, page 14.

¹⁷⁸ RNCREQ-18, 7 février 2001, pages 63 à 67.

¹⁷⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 75.

Le RNCREQ avance qu'Hydro-Québec utilise principalement des coûts pour calculer la valeur au marché des actifs de Connexim. Il ne peut comprendre comment la cession d'actifs à un prix basé sur le coût est juste pour la clientèle. Dans le cas des actifs de Connexim, la capacité d'utiliser des droits de passage et les conduites de télécommunications d'Hydro-Québec là où ces actifs ne peuvent être édifiés de nouveau, a une valeur supérieure au coût. De plus, faute d'information, la Régie ne peut déterminer si le contrat séparé qui attribue à Bell les droits exclusifs de l'utilisation de la capacité excédentaire du réseau pendant cinq ans accorde une pleine compensation à Hydro-Québec. La Régie ne peut, de plus, déterminer si les revenus qui découlent de ce contrat sont traités comme revenus non réglementés. Pour le RNCREQ, il est difficile d'être sûr que ce traitement est juste pour la clientèle du service réglementé.¹⁸⁰

Le RNCREQ croit que les régulateurs ne peuvent limiter leur capacité d'obtenir de l'information lorsqu'il est question de transactions avec les affiliés non réglementés. Ils doivent pouvoir obtenir cette information même s'ils ne fixent pas les prix. L'importance de la question de Connexim se situe à titre d'illustration de ce qui pourrait se produire plus que pour son impact sur le revenu requis. Cet exemple illustre le besoin de développer un cadre de référence pour répondre à ces préoccupations.¹⁸¹

Le RNCREQ demande à la Régie d'ouvrir une enquête sur la transaction de Connexim en vertu de ses pouvoirs selon l'article 35 de la Loi, et de faire des ajustements dans le cadre de causes tarifaires futures si nécessaire.¹⁸²

Exceptions

Le **transporteur** présente trois exceptions à l'utilisation du coût complet.

En ce qui concerne la **location d'emprises et de terrains**, les transactions ont été faites soit au prix du marché, soit auprès des municipalités pour 1 \$ pour des pistes cyclables, ce qui permet de réduire les coûts d'entretien.¹⁸³ Il est impossible d'établir le « coût complet » de ces transactions, compte tenu de leur nature non standard, sauf au prix d'un important investissement en temps et en argent.

« En outre, le coût marginal de ces transactions étant quasi nul, les revenus qui en proviennent contribuent de fait aux frais fixes du transporteur. Le traitement comptable de cette exception est à l'avantage de la clientèle réglementée. »¹⁸⁴

¹⁸⁰ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 152.

¹⁸¹ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 181.

¹⁸² Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 67.

¹⁸³ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 69.

¹⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 121.

Le **service de transport** acheté auprès de **CRT** l'a été au prix du marché; le transporteur achète toute la capacité de transport de CRT et la revend au minimum au même prix ou plus cher.¹⁸⁵ Il n'existe pas de coût complet pour CRT puisque aucune autorité ne le lui a demandé; elle n'est pas réglementée.¹⁸⁶ Selon le rapport annuel d'Hydro-Québec, elle est une filiale à 100 % et son réseau est intégré au réseau de transport de TransÉnergie puisqu'on peut faire des transactions avec des tiers qui impliquent l'utilisation de son réseau sans facturer de droit additionnel.¹⁸⁷

Une **licence** a été achetée de Teqsim International inc, filiale à 85 % de **TransÉnergie Technologies**, avec un rabais de 15 % par rapport au prix du marché.¹⁸⁸ Le transporteur a payé un meilleur prix que si TransÉnergie Technologies n'était pas une entreprise affiliée. Le traitement comptable de cette exception est donc à l'avantage de la clientèle réglementée.¹⁸⁹

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître qu'il a rigoureusement appliqué le critère de séparation des coûts retenu par la Régie, soit l'utilisation du coût complet, dans les cas où l'emploi de cette méthode était approprié, que les exceptions au principe du coût complet sont justifiées et que leur traitement comptable est à l'avantage de la clientèle réglementée.¹⁹⁰

STOP/S.É. affirme que CRT est intégrée à Hydro-Québec. Comme une partie de son réseau est au Québec, ses activités devraient être réglementées et le coût complet devrait s'appliquer. **STOP/S.É.** se préoccupe du précédent qui pourrait résulter de la non-réglementation de CRT, puisqu'il pourrait ouvrir la voie à la constitution, sur le territoire du Québec, de portions de réseau de transport contrôlées par des filiales d'Hydro-Québec, mais échappant au contrôle de la Régie.¹⁹¹ De plus, la preuve n'a pas été faite qu'il existe un marché pour le service de transport de CRT, ce qui permettrait d'accepter le prix de marché payé à cette filiale.¹⁹²

¹⁸⁵ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 221.

¹⁸⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 218.

¹⁸⁷ NS, 3 mai 2001, volume 17, pages 75 et 76.

¹⁸⁸ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 205 et 206.

¹⁸⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 122.

¹⁹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 118.

¹⁹¹ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 85.

¹⁹² Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 85.

2.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Services

La Régie considère que la politique de prix de cession doit être fondée sur les éléments déjà inclus dans la décision D-99-120¹⁹³, soit le coût complet pour les transactions avec les autres divisions et avec les filiales. La possibilité d'exceptions est permise dans la mesure où elles sont nécessaires et justifiées. Ces exceptions devront être transmises à la Régie pour autorisation préalable.

Actifs

Dans le cas de la cession d'actifs à Connexim, cette transaction n'était pas assujettie à l'autorisation préalable de la Régie étant donné que l'article 73 n'était pas en vigueur. La Régie s'attend à ce que, à l'avenir, le transporteur s'assure que toute transaction de ce type soit portée à l'attention de la Régie. De plus, une autorisation devra être demandée dans le cadre de l'article 73, dans la mesure où une telle autorisation est requise.

La Régie accepte la proposition du transporteur de transférer les actifs entre unités d'affaires d'Hydro-Québec, ou avec une filiale à 100 %, au coût comptable. Quand il y a présence de tiers, la cession s'effectuera à un prix négocié. La Régie n'établit pas une politique pour la cession d'actifs à ces derniers. Toutefois, elle exige que, en demandant l'approbation sous l'article 73, le transporteur fournisse toujours les données pertinentes sur les coûts comptables. Des exceptions seront aussi possibles aux mêmes conditions que pour les services.

Dans l'étude des cas soumis sous l'article 73, la Régie pourra décider d'appliquer la politique de prix de cession asymétrique adoptée par NARUC s'il devient opportun de le faire.

Exceptions

La Régie accepte le traitement des exceptions demandées. Cependant, la preuve ne lui permet pas de statuer sur le fait que ces exceptions soient, tel que soumis par le transporteur, « à l'avantage de la clientèle réglementée » :

- la location d'emprise, où la Régie note le nombre élevé de transactions à prix peu élevé;
- le service de transport acheté auprès de CRT;
- la licence achetée de Teqsim International inc, filiale à 85 % de TransÉnergie Technologies.

¹⁹³ Décision D-99-120, 2 juin 2000, page 28.

La Régie s'étonne que la méthode du coût complet, reconnue ailleurs au Canada et aux États-Unis, et utilisée par de nombreuses entreprises, ne puisse être applicable à toutes les transactions avec les affiliés. À défaut d'exiger de ses filiales et affiliés le calcul du coût complet, sauf exception, le transporteur devra présenter une estimation détaillée du coût complet pour les transactions avec les affiliés et justifier chacune des hypothèses retenues.

Pour le prochain dossier tarifaire du transporteur, la Régie ordonne à ce dernier de fournir l'information concernant le marché de référence et la méthode de calcul du prix du marché suivant laquelle le coût du service de transport acheté auprès de CRT a été établie.

3. PRÉVISION DES BESOINS ET INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS

3.1. BESOINS DU RÉSEAU DE TRANSPORT

3.1.1. BESOINS DE LA CHARGE LOCALE

3.1.1.1 Position des parties

Pour lui permettre de planifier, entre autres, le développement et l'exploitation de son réseau de transport, le transporteur soumet une prévision sur un horizon de 10 ans de la demande en énergie et en puissance pour la charge locale du transporteur. Toutefois, seule la pointe annuelle prévue pour l'année témoin projetée est utilisée pour établir les tarifs de transport.¹⁹⁴

Le transporteur allègue que la prévision des besoins québécois en énergie et en puissance est un exercice rigoureux et détaillé. Elle est effectuée conformément aux règles de l'art et aux pratiques de l'industrie. De plus, cette prévision est révisée régulièrement pour en assurer l'exactitude et la conformité aux différents paramètres socio-économiques, technico-économiques et énergétiques servant à son élaboration.¹⁹⁵

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître que la pointe estimée pour l'année-témoin projetée 2001, pour la charge locale du transporteur, se chiffre à 31 726 MW incluant les pertes de transport. L'estimation de cette pointe est issue de la prévision des besoins de transport révisée en avril 2000.¹⁹⁶

L'ACEF de Québec considère qu'Hydro-Québec gonfle la puissance en pointe de la charge locale parce qu'elle « *ne différencie pas la croissance de la demande induite par ses programmes commerciaux* ». ¹⁹⁷

Quant au GRAME-UDD, il soutient que les prévisions à court terme des besoins de transport sont dans l'ensemble conservatrices et qu'une révision à la baisse irait à l'encontre des objectifs de développement durable, étant donné que le développement hydroélectrique est intensif en besoins de transport. Ainsi, pour assurer un développement durable, le

¹⁹⁴ HQT-4, document 2, page 2; HQT-10, document 1, pages 23 et 24.

¹⁹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 53.

¹⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 52; HQT-4, document 2, page 13.

¹⁹⁷ Argumentation finale de l'ACEF de Québec, page 28.

GRAMÉ-UDD recommande de considérer les besoins de transport identifiés pour l'année 2001 comme un minimum.¹⁹⁸

3.1.1.2 Opinion de la Régie

La prévision des besoins de transport pour la charge locale a fait l'objet de peu de commentaires de la part des intervenants. La Régie a pris connaissance de la méthodologie utilisée, du contexte démographique, économique et énergétique, ainsi que des résultats obtenus. Elle accepte la prévision de la pointe annuelle de la charge locale du transporteur de 31 726 MW pour l'année témoin projetée 2001.

3.1.2. BESOINS DU SERVICE EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Pour l'année témoin projetée 2001, la charge considérée pour le service en réseau intégré est nulle puisque le transporteur ne prévoit aucune souscription à ce service.¹⁹⁹

¹⁹⁸ Mémoire de GRAMÉ-UDD, pages 12 et 13.

¹⁹⁹ HQT-10, document 1, page 19.

3.1.3. BESOINS DU SERVICE DE POINT À POINT DE LONG TERME

3.1.3.1 Position des parties

Le transporteur demande à la Régie de reconnaître les prévisions pour l'année 2001 de 3 844 MW à titre de réservations du service de point à point de long terme.²⁰⁰

Le transporteur établit ses prévisions de besoins de transport sur la base des réservations annuelles prévues du service de point à point.²⁰¹ Selon le transporteur, dans le calcul des tarifs, seules les réservations fermes de long terme sont considérées.²⁰² Ces dernières sont également nécessaires aux fins de planification et de conception du réseau, et le transporteur doit garder cette capacité disponible quelle que soit l'utilisation du client.²⁰³

Le transporteur propose que la prévision des réservations annuelles du service de point à point soit établie chaque année en fonction de la moyenne des années antérieures, tout comme pour la prévision des revenus des ventes à court terme.²⁰⁴

Il importe, de son point de vue, en raison de la forte corrélation entre le niveau des réservations annuelles et les revenus des ventes à court terme, que cette approche soit cohérente avec celle utilisée pour prévoir les revenus de ventes à court terme. Le transporteur considère que la méthode proposée est celle comportant le plus de stabilité.²⁰⁵ De plus, plusieurs entreprises utilisent, selon lui, le niveau historique des réservations pour établir la prévision des réservations de point à point.²⁰⁶

Les réservations prévues pour 2001 sont estimées sur la base des réservations à long terme couvrant la période de mai 1997 à décembre 2000, puisque les données historiques disponibles remontent à 1997, soit depuis que les tarifs actuels de transport sont en vigueur.²⁰⁷

Le transporteur mentionne qu'en présumant que les réservations annuelles pour l'année 2000 demeurent au niveau de juin 2000, et ce, jusqu'au 31 décembre 2000, la prévision des réservations annuelles de point à point pour l'année 2001 correspondant à la moyenne des

²⁰⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 163.

²⁰¹ HQT-10, document 1.7, page 13.

²⁰² HQT-10, document 1.7, page 14.

²⁰³ HQT-10, document 1.7, page 14; Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

²⁰⁴ HQT-10, document 1, page 19.

²⁰⁵ HQT-13, document 1, page 137.

²⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, page 166; HQT-10, document 1.7.2.; HQT-13, document 1, page 136.

²⁰⁷ HQT-10, document 1, page 19 et 20.

réservations sur cette période, corrigées pour un taux de pertes uniforme de 5,2 %, s'établit à 3 844 MW.²⁰⁸

Le transporteur estime que cette approche permet de capter les tendances dans l'évolution des marchés externes.²⁰⁹ La moyenne des données historiques sur une période suffisamment longue pour être représentative et tenir compte des aléas, représente, selon lui, une approche neutre et conservatrice. Le transporteur précise que la loi de la moyenne fait en sorte que les aléas de la demande s'annulent avec le temps.²¹⁰

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le transporteur précise que le calcul menant aux réservations moyennes de 1997 à 2000 n'a pas été effectué en considérant la moyenne des capacités mensuelles réservées et qu'il a plutôt été établi à partir des revenus annuels de transport excluant les pertes de 7 % et du tarif annuel de 71,09 \$/kW. Selon lui, cette approche permet de considérer implicitement la durée de chacun des contrats à long terme.²¹¹

Le transporteur plaide que ces prévisions se sont révélées relativement précises.²¹² En audience, M. Roberge, témoin du transporteur, précise qu'au 1^{er} mai 2001, les réservations à long terme totalisaient 3 982 MW.

*« Si on regarde juste en deux mille un (2001), on avait prévu trois mille huit cent quarante-quatre (3 844) selon la preuve déposée et, à date, aujourd'hui, on a trois mille neuf cent quatre-vingt-deux (3 982). Donc, on est assez près de ce qu'on avait prévu effectivement. »*²¹³

Le transporteur plaide qu'il a aussi démontré que le niveau des réservations était raisonnable et qu'il n'y avait pas de surévaluation.²¹⁴ Selon le transporteur, les réservations fermes de long terme de 3 844 MW représentent une utilisation importante de la capacité d'exportation du réseau du transporteur. Le transporteur affirme qu'il reste cependant de la capacité disponible à long terme; en outre, les réservations fermes qui ne sont pas utilisées sont revendues par le transporteur, pour fins de service de transport non ferme.²¹⁵

Pour le transporteur, l'utilisation de la méthode de prévision proposée suppose le maintien de la structure tarifaire actuelle. Le transporteur précise à cet effet qu'il est nécessaire que la

²⁰⁸ HQT-10, document 1, page 19.

²⁰⁹ HQT-13, document 1, page 137.

²¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 166.

²¹¹ HQT-13, document 1, page 138.

²¹² Argumentation d'Hydro-Québec, page 168.

²¹³ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 33.

²¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 167.

²¹⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 167.

structure de prix incite les clients à choisir des réservations à long terme plutôt qu'à court terme. Si le coût moyen du tarif de long terme était équivalent à celui du tarif de court terme, les clients opteraient principalement pour du service à court terme, lequel peut revenir moins cher (par kW transité) compte tenu qu'il est plus facile d'en optimiser l'utilisation. Le transporteur mentionne qu'une telle situation entraînerait, selon toute vraisemblance, une diminution importante des revenus totaux provenant du service de transport de point à point.²¹⁶

L'ACEF de Québec plaide que l'argument du transporteur selon lequel la loi de la moyenne fait en sorte que les aléas de la demande s'annulent dans le temps est incorrect si la demande est en croissance constante. De son point de vue, il est préférable d'utiliser un terme de croissance sinon l'erreur se maintiendra ou s'amplifiera. Selon l'intervenante, cette croissance est fort probable, considérant l'ouverture des marchés et l'implantation de nouvelles interconnexions. Pour l'ACEF de Québec, il est impératif aussi de s'assurer qu'Hydro-Québec Production fasse correctement les réservations de point à point qui correspondent à l'usage qu'elle fait du réseau, et ce, de manière équitable pour les autres clients.²¹⁷

L'ACEF de Québec allègue également qu'il est prématuré de porter un jugement sur la précision des prévisions. Selon l'intervenante, les données réelles auxquelles réfère Hydro-Québec ne couvrent que quatre mois.²¹⁸

OC s'oppose à la proposition du transporteur de considérer les réservations à long terme (annuelles) et la pointe annuelle de la charge locale pour les fins de la planification du réseau. Elle demande à la Régie de réaffirmer avec vigueur l'objectif d'efficacité économique que la société québécoise est en droit de s'attendre du transporteur, c'est-à-dire l'élimination de la capacité excédentaire sur le réseau. Selon OC, la proposition de TransÉnergie est inefficace en ce qu'elle incite toujours celle-ci à surinvestir en capacité de transport, les besoins en un moment précis de l'année n'étant jamais assez grands pour remplir cette capacité.²¹⁹

L'intervenante demande à la Régie de donner des directives à Hydro-Québec afin d'élaborer une méthode fiable pour l'établissement des prévisions pour les demandes mensuelles réelles.²²⁰

²¹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 167 et 168.

²¹⁷ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 36.

²¹⁸ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 37.

²¹⁹ Argumentation d'OC, page 29.

²²⁰ Argumentation d'OC, page 30.

Le RNCREQ considère des prévisions de réservations sur une base annuelle de tous les clients fermes pour l'année 2001 s'élevant à 4 205 MW, lesquelles correspondent aux réservations annuelles de l'année de base.²²¹

3.1.3.2 Opinion de la Régie

Le service de transport de point à point à long terme est de nature différente de celle du service de transport pour la charge locale et du service en réseau intégré. Les besoins du service de point à point à long terme doivent correspondre aux réservations annuelles prévues de ce service.

La Régie est d'avis qu'à priori, une approche basée sur des données historiques offre une certaine objectivité et que les aléas de la demande sont susceptibles de s'annuler dans le temps. Il a été mis en preuve que les réservations réelles pour le service de point à point à long terme de l'année témoin projetée sont légèrement plus élevées que la prévision de réservations de 3 844 MW proposée. Toutefois, la Régie ne relève aucune preuve au dossier permettant de conclure à l'existence d'un biais systématique introduit par la méthode d'estimation proposée.

Par ailleurs, la Régie reconnaît, d'une part, le lien qui existe entre les niveaux de réservation des services de point à point à long terme et à court terme, et, d'autre part, l'impact des prix des services à court terme sur le volume de réservations à long terme. À cet effet, une baisse des tarifs du court terme pourrait engendrer une tendance à favoriser les réservations à court terme et par là même accroître le risque dans l'établissement des prévisions du long terme. Elle considère que la prévision de 3 844 MW est raisonnable et qu'elle ne comporte pas de biais qui aurait pour effet de créer un risque non justifié pour l'actionnaire.

Comme pour ce qui est des revenus des ventes à court terme, la Régie croit qu'un suivi des réservations à long terme, par le dépôt des données réelles de réservations, permettra d'apprécier l'efficacité de la méthode d'estimation.

La Régie accepte la méthode retenue pour l'établissement des besoins du service de point à point à long terme et accepte la proposition du transporteur de fixer à 3 844 MW le niveau de réservations du service de point à point à long terme. Elle ordonne à TransÉnergie de déposer chaque année, à partir de la date de parution de la présente décision, le niveau réel

²²¹ RNCREQ-18, page 43.

des réservations du service de point à point à long terme, en comparaison avec le niveau projeté, et ce, pour chaque mois de l'année.

3.2. INVESTISSEMENTS PROJETES DU RESEAU DE TRANSPORT

Dans sa décision D-2000-102, la Régie mentionne qu'il est nécessaire de développer une vision à long terme du développement du réseau de transport afin de voir venir les investissements massifs et de prévenir les chocs tarifaires. À cet effet, la Régie demandait à Hydro-Québec de présenter sommairement son programme d'investissements sur un horizon de 10 ans.²²²

3.2.1. POSITION DES PARTIES

En réponse aux demandes de renseignements numéros 5.1 et 5.2 de la Régie, le transporteur a déposé un tableau présentant les prévisions monétaires de TransÉnergie et un tableau présentant une analyse sommaire de l'impact des investissements sur les tarifs de transport.²²³ Ces tableaux sont reproduits aux annexe 3 et 4 à la fin de la présente section.

Par ailleurs, dans sa preuve, le transporteur a identifié les principes directeurs qui régissent la planification du réseau de transport.²²⁴ Dans son argumentation, il mentionne qu'il a été démontré que le réseau de transport québécois est planifié et exploité de façon intégrée pour répondre aux besoins de la charge locale, conformément aux critères élaborés par le NERC et le NPCC.

« Aussi, tous les équipements de transport, incluant les interconnexions, ont d'abord et avant tout été mis en place pour desservir, en tout temps et de façon fiable, la charge locale. »²²⁵

Le transporteur ajoute que le réseau est planifié de façon à disposer des équipements de transport suffisants pour répondre à l'appel maximal de puissance électrique.²²⁶ Par ailleurs, comme le taux d'utilisation mensuel du réseau pour répondre à la demande québécoise fluctue en fonction des différentes saisons de l'année, les excédents ponctuels de capacité sont ensuite commercialisés afin d'en optimiser l'utilisation.²²⁷

Par ailleurs, le transporteur explique que la planification d'un réseau de transport est nécessairement un processus à long terme, à cause notamment des longs délais de réalisation

²²² Décision D-2000-102, 2 juin 2000, pages 35 et 36.

²²³ HQT-13, document 1.2, pages 7 et 10.

²²⁴ HQT-3, document 1, page 26.

²²⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 55 et 56.

²²⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 57 et 58.

²²⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 58.

des équipements²²⁸, et doit tenir compte de divers facteurs en plus de devoir présenter différentes options²²⁹.

Parmi les facteurs à prendre en compte, il faut mentionner le Plan d'approvisionnement du distributeur approuvé par la Régie car ce plan détermine la localisation des futures sources d'approvisionnement qui devront être raccordées au réseau²³⁰, de même que l'accroissement de la charge locale qui déterminera où il faut ajouter de la transformation et où la topologie du réseau doit être modifiée²³¹.

Le transporteur précise qu'il s'en tient à l'aspect transport seulement : il ne remet pas en question les besoins qui lui sont fournis par le distributeur, ni ceux résultant du choix des sources d'approvisionnement. Ses solutions sont des solutions de transport qui répondent aux besoins exprimés.²³²

Concernant le planification du réseau de transport, **STOP/S.É.**, dans son argumentation, accepte de façon temporaire, comme le transporteur le propose, de considérer le réseau de transport comme étant conçu pour la pointe de la demande du Québec seulement, sans prendre en compte la prévision de l'évolution des besoins du service de point à point.

Il ajoute que ce choix pourrait évoluer car la médiation de la FERC relative à la formation d'une RTO unique pour le Nord-Est des États-Unis, avec un rôle à définir pour les transporteurs canadiens, pourrait peut-être faciliter l'avancée vers une coordination régionale de la planification de réseau. Sur cet aspect, son témoin-expert, M^{me} Joanne Lalumière, mentionne une étude qui souligne les avantages environnementaux pouvant résulter de la planification des ressources, de la planification des réseaux de transmission et de la planification des interconnexions dans une perspective multinationale intégrée.

*« Idéalement, donc, la planification du réseau de TransÉnergie devrait se faire dans une perspective régionale, soit celle du Nord-Est des États-Unis et du Canada, et non seulement locale. »*²³³

Sur la base du témoignage du chef de service de la tarification d'Hydro-Québec, **OC** mentionne qu'aux fins de la planification du réseau de transport et des investissements nécessaires à la prestation du service de transport, le transporteur se base sur les réservations

²²⁸ NS, 9 avril 2001, volume 5, page 252.

²²⁹ NS, 11 avril 2001, volume 7, page 217.

²³⁰ NS, 12 avril 2001, volume 8, pages 228 et 230.

²³¹ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 238.

²³² NS, 12 avril 2001, volume 8, page 50.

²³³ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 62.

à long terme (annuelles) et sur la pointe de la charge locale.²³⁴ L'intervenante ajoute que les décisions sont prises sur la base que la pointe annuelle de la charge locale et la pointe annuelle de point à point à long terme se produisent au même moment, ce qui correspond à la définition de la pointe non coïncidente.

OC ajoute que l'hypothèse selon laquelle le réseau doit en tout temps être en mesure de répondre aux demandes des divers consommateurs comme si leur pointe respective se produisait exactement au même moment est complètement irréaliste, et l'intervenante s'oppose à cette façon de faire car en pratiques les pointes annuelles ne seront jamais coïncidentes.²³⁵ Ainsi, il en résultera toujours de la capacité excédentaire au moment de la pointe annuelle du réseau. Selon l'intervenante, il s'agit d'une manifestation probante de ce qu'on appelle l'effet Averch-Johnson, selon lequel les entreprises de service public ont intérêt à surinvestir en capacité, au mépris de l'efficacité économique et de l'intérêt des consommateurs, car les actionnaires de ces entreprises sont rémunérés sur la base de la quantité d'actifs composant leur base de tarification.²³⁶

Pour sa part, le **RNCREQ** estime que la planification à long terme du réseau de transport doit être en amont des décisions de la Régie et se faire selon l'article 5 de la Loi dans une perspective de développement durable. L'intervenant donne quelques exemples (PJM, Californie, Alberta) où, selon lui, un mécanisme de consultation élargie permettrait de proposer des solutions « *non wires* »²³⁷.

En se basant sur ces exemples, l'intervenant insiste pour que la Régie ordonne au transporteur de déposer un plan de développement à long terme du réseau de transport comme partie intégrante du prochain dossier tarifaire, et que les parties intéressées, incluant le distributeur, soient consultées pour la préparation de ce plan. Préalablement à cette consultation, la Régie devrait tenir une audience publique pour définir les critères qui seraient appliqués pour la détermination du plan de développement.²³⁸

Dans son argumentation, le **RNCREQ** souligne que, selon son expert, M. Disher, l'information déposée par le transporteur en réponse à la demande 5.2 de la Régie est insuffisante et incomplète, ce qui ne permettrait pas à la Régie de porter un jugement éclairé concernant la raisonnable des coûts des projets et des impacts sur les tarifs, d'autant plus que les informations fournies proviennent d'un plan qui date de deux ans.²³⁹

²³⁴ Argumentation d'OC, page 26.

²³⁵ Argumentation d'OC, page 28.

²³⁶ Argumentation d'OC, page 29.

²³⁷ La Régie interprète l'expression « *non wires* » comme signifiant « ne nécessitant pas d'équipement ».

²³⁸ RNCREQ-18, page 84.

²³⁹ Argumentation du RNCREQ, page 44.

Dans sa preuve, le RNCREQ mentionne que les plus importants sujets concernant la planification du réseau de transport pourront être traités selon l'article 73 lorsque celui-ci aura été approuvé.

« Once the Régie has begun to exercise its powers under s. 73(1), it is to be expected that the most important transmission planning questions would also be addressed in those proceedings rather than only in future rate cases. In this regard, we suggest that the Régie make clear to Hydro-Québec that it will not authorize major transmission investments under s. 73(1) except insofar as they form part of a satisfactory long-term transmission plan. »²⁴⁰

Par contre, dans son argumentation finale, le RNCREQ mentionne que les informations qui seront fournies à la Régie en application des articles 72, 73 et 74 ne seront pas adéquates.

Concernant l'application de l'article 73, l'expert du RNCREQ, M. Raphals, mentionne que selon sa compréhension, le projet et ses options qui seront présentés en application de l'article 73 seront ceux qui auront été étudiés par TransÉnergie. Les autres projets qui sont prévus plus tard de même que leurs options ne seront pas présentés en même temps. Ainsi, la Régie ne pourra pas avoir une vision à long terme, mais seulement une vision projet par projet. De plus, il faut s'attendre à ce que l'autorisation soit demandée relativement tard dans le processus de planification alors que le choix aura déjà été fait.²⁴¹

Selon le RNCREQ, l'application des articles 72 et 74 ne permet pas non plus à la Régie d'obtenir toute l'information requise pour avoir une vision d'ensemble de la planification à moyen et à long terme. Il mentionne que le fait que le plan d'approvisionnement du distributeur doit couvrir une période de 10 ans n'est pas suffisant pour permettre l'étude d'une vue d'ensemble de l'évolution du réseau de transport, puisque ce plan ne couvre que les besoins de la charge locale qui sont une fraction des additions au réseau de transport. Les ajouts requis par TransÉnergie pour ses propres besoins (fiabilité et pérennité du réseau), de même que ceux requis pour les besoins du service de point à point, ne sont pas couverts par les articles 72 et 74.²⁴²

Le RNCREQ recommande à la Régie²⁴³ de convoquer une audience pour définir les critères selon lesquels elle examinera la planification à long terme, et de demander à TransÉnergie de présenter sa planification à long terme dans une phase préliminaire lors des dossiers tarifaires futures.

²⁴⁰ RNCREQ-18, page 85, tel que corrigé selon NS, 19 avril 2001, volume 11, page 25.

²⁴¹ Argumentation du RNCREQ, pages 53 et 54.

²⁴² Argumentation du RNCREQ, page 55.

²⁴³ Argumentation du RNCREQ, page 52.

3.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

Pour la Régie, les informations fournies par le transporteur relatives à la prévision des investissements jusqu'en 2008, de même que l'impact annuel estimé de ces investissements sur le tarif de transport, constituent le minimum des informations que la Régie considère essentielles pour les dossiers tarifaires de transport.²⁴⁴

Le premier tableau présente les charges d'exploitation couvrant la période de 1999 à 2008, ainsi que les investissements annuels pour la même période selon les catégories suivantes : croissance de la demande, maintien et amélioration de la qualité, respect des exigences, maintien des actifs et développement des affaires. Ces informations permettent de connaître l'ampleur des investissements prévus ainsi que l'importance relative de chaque catégorie. Ainsi, la Régie a pu constater que les investissements relatifs à la catégorie croissance de la demande varient beaucoup, alors que les investissements des autres catégories sont relativement stables.

Le deuxième tableau présente les investissements annuels prévus, le revenu requis estimé et la prévision de la demande, ce qui permet d'estimer l'impact sur le tarif annuel de transport.

La Régie note que ces prévisions sont basées sur l'ajout de 5 790 MW de production (incluant le projet Gull Island présentement suspendu) durant les 10 ans. Durant la période 2002-2008, 3 849 M \$ seront imputés au budget d'investissements en dollars courants. Ce montant représente une moyenne de 550 M \$ par année, sans inclure les provisions reliées à la conduite du réseau.

Elle note aussi que, tenant compte de ces chiffres et des hypothèses du transporteur, ce dernier estime à moyen terme un impact tarifaire à la baisse. La Régie constate qu'effectivement, les tarifs peuvent demeurer relativement stables avec le niveau d'investissements prévus, et qu'il n'y a pas de danger de choc tarifaire prévisible. La preuve présentée permet à la Régie d'obtenir une vision à long terme du développement du réseau de transport afin de pouvoir voir venir les investissements massifs et de prévenir, le cas échéant, les chocs tarifaires, tel que requis par la décision D-2000-102. Elle retient que le niveau d'investissements prévus pour la période 1999-2008 n'est pas incompatible avec des tarifs stables autour du niveau actuel.

La Régie juge indispensable que le transporteur lui dépose des informations similaires à celles déposées dans le présent dossier. Cependant, elle ne croit pas que le niveau de détails

²⁴⁴ HQT-13, document 1.2, pages 7 et 10.

exigé par le RNCREQ soit nécessaire. Elle constate, par ailleurs, que l'intervenant ne mentionne pas, dans les références qu'il cite, si les lois qui régissent les réseaux mentionnés ont des dispositions semblables aux articles 72, 73 et 74 de la Loi.

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.

Il est à souligner que les nouveaux projets d'envergure seront connus de la Régie plusieurs années avant que des investissements importants soient réalisés. Ces derniers devraient être soumis à la Régie accompagnés des informations pertinentes afin d'être éventuellement étudiés dans le cadre de l'article 73. Cependant, il reste qu'une présentation globale des investissements et des impacts sur les tarifs demeure essentielle à la Régie dans un dossier tarifaire.

En conséquence, la Régie ordonne au transporteur de produire, dans ses dossiers tarifaires futurs, les informations fournies au présent dossier à l'égard de la prévision des investissements et des impacts tarifaires de ses investissements sur un horizon de 10 ans. En l'absence d'un dossier tarifaire, la Régie ordonne au transporteur de produire ces mêmes informations, mises à jour, annuellement.

À l'avenir, le transporteur devrait aussi indiquer les hypothèses utilisées sur les taux d'inflation et sur le coût du capital, ainsi que fournir les données et résultats en dollars courants.

ANNEXE 3

Prévisions monétaires TransÉnergie²⁴⁵

TRANSENERGIE	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Investissements (M\$ courants)										
Croissance r. Rég.	29,5	23,6	40,5	30,6	43,2	81,2	51,9	30,8	43,5	67,4
Croissance R. Princ.	63,0	138,6	166,6	341,2	407,4	359,9	513,7	383,0	13,3	16,2
	92,5	162,3	207,1	371,9	450,6	441,2	565,6	413,9	56,7	83,6
Verglas	298,4	205,2	89,8	13,5	36,1	63,2	70,6	35,8	31,5	18,4
M. A. de la qualité	77,6	55,1	49,6	50,1	50,9	51,3	52,1	50,0	50,0	50,0
Dév. affaires	3,2	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,8	1,8
Respect exigences	3,2	11,8	10,4	10,2	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Maintien actifs	212,3	199,7	125,7	97,6	119,0	110,7	104,1	102,3	110,4	118,6
	599,7	472,9	276,6	172,4	217,1	236,3	238,0	199,3	203,7	198,8
Total invest. :	692,2	635,2	483,6	544,3	667,6	677,5	803,6	613,2	260,5	282,4
Charges d'exploitation (M\$)										
de base	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
extraordinaire	11,8	21,6	19,2	16,4	16,3	16,6	17,1	16,7	18,0	17,7

Note : Les prévisions reliées à la conduite du réseau ne sont pas incluses.

²⁴⁵ HQT-13, document 1.2, page 7.

ANNEXE 4

R5.2 Cette analyse sommaire se veut un outil permettant à la Régie de se donner une vision à plus long terme de l'impact des investissements sur les tarifs de transport. Le Plan de gestion des actifs 1999-2008 comprend des projets d'Investissements qui auront éventuellement à être analysés par la Régie. Néanmoins, en se basant sur la totalité des investissements annuels prévus, combinés au revenu requis de la proposition tarifaire, nous estimons à moyen terme un impact tarifaire à la baisse.

L'analyse comporte plusieurs hypothèses de travail ainsi que des données qui ont depuis changées. Les informations fournies doivent donc être utilisées avec discernement. Le tableau suivant présente les résultats de cette analyse. Il est à noter que l'impact à la hausse du tarif en 2007 est attribuable aux activités actuellement suspendues du projet Gull Island.²⁴⁶

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Projets d'investissements*	544 M\$	668 M\$	678 M\$	804 M\$	613 M\$	260 M\$	282 M\$
Revenu requis estimé	2 702 M\$	2 700 M\$	2 770 M\$	2 741 M\$	2 727 M\$	2 893 M\$	2 883 M\$
Prévision de la demande**	36 482 MW	36 928 MW	37 356 MW	37 793 MW	38 231 MW	38 709 MW	39 077 MW
Tarif annuel estimé	74,07 \$kW-an	73,12 \$/kW-an	74,15 \$/kW-an	72,52 \$/kW-an	71,32 \$/kW-an	74,73 \$/kW-an	73,78 \$/kW-an
Impact annuel estimé	-1,10 \$/kW-an	-0,95 \$/kW-an	+1,03 \$/kW-an	-1,63 \$/kW-an	-1,20 \$/kW-an	+3,41 \$/kW-an	-0,95 \$/kW-an

* Les prévisions reliées à la conduite du réseau ne sont pas incluses.

** La prévision des réservations annuelles de point à point pour la période 2002-2008 est plafonnée à la valeur de l'année 2001, soit 3 844 MW.

3.3. BUDGET D'INVESTISSEMENT

3.3.1. POSITION DES PARTIES

Dans la requête amendée du 15 août 2000, le transporteur demande à la Régie de :

*« Autoriser les projets d'expansion et de modifications du réseau de même que les autres projets d'investissements inscrits dans le budget d'investissements 2001 soumis par le transporteur. »*²⁴⁷

Cependant, le 14 mars 2001, en réponse à une question du RNCREQ demandant d'identifier les investissements proposés, le transporteur a donné la précision suivante :

*« [...] Hydro-Québec ne demande à la Régie, pour l'instant, aucune approbation spécifique pour ses projets d'investissements en 2001 puisqu'ils seront probablement tous réputés prudemment acquis et utiles par l'application de l'article 164.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie. »*²⁴⁸

En outre, dans son argumentation, le transporteur demande d'accueillir les conclusions recherchées par la demande révisée déposée le 15 août 2000, telles que plus amplement précisées à l'audience publique tenue dans le cadre du présent dossier.²⁴⁹

3.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend acte du fait que le transporteur ne demande aucune autorisation spécifique pour ses projets d'investissements 2001.

²⁴⁷ Requête révisée, 15 août 2000, page 7.

²⁴⁸ HQT-13, document 14.2, page 5.

²⁴⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 195.

3.4. MODALITES D'APPROBATION DES FUTURES ADDITIONS A LA BASE DE TARIFICATION

Dans sa décision D-2000-102, la Régie a reconnu que les modalités d'approbation des additions à la base de tarification dans les causes tarifaires futures était un sujet à débattre dans le cadre de la présente cause.²⁵⁰

3.4.1. POSITION DES PARTIES

Selon le transporteur, les modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification sont définies dans la Loi, plus particulièrement aux articles 72 et 73. Dans son argumentation, le transporteur mentionne que :

« Il est évident que les préoccupations comme celles exprimées par le Centre Hélios⁴² pour le compte du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« le RNCREQ ») de même que S.T.O.P./Stratégies énergétiques (« STOP/SE »)⁴³ quant à la planification du réseau de transport d'électricité et à une politique d'additions à la base de tarification, devraient être abordées, dans un premier temps, lors de l'approbation du plan d'approvisionnement du distributeur en vertu de l'article 72, ensuite lorsque devra être pris en compte, dans l'octroi des contrats d'approvisionnement du distributeur, le coût de transport applicable et, enfin, plus spécifiquement, lorsque le transporteur d'électricité demandera l'autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73, pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité. »²⁵¹

Étant donné qu'il existe un mécanisme pour l'approbation des projets par la Régie, le transporteur propose d'utiliser celui-ci plutôt que le dossier tarifaire. À son avis, la discussion la plus intéressante se fera de façon structurée, ordonnée et complète à travers les articles de la Loi cités plus haut.²⁵²

Selon le RNCREQ, l'application des divers articles de la Loi mentionnés par le transporteur ne permet pas de donner cette vision d'ensemble de l'évolution prévue du réseau de transport. Il ajoute, de plus, que les solutions proposées par le transporteur ne permettent pas aux intervenants et à la Régie d'intervenir suffisamment tôt dans le processus pour qu'il soit réellement possible de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.²⁵³

²⁵⁰ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 36.

²⁵¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 26.

²⁵² NS, 12 avril 2001, volume 8, page 117.

²⁵³ Argumentation du RNCREQ, page 56

Selon OC, l'hypothèse implicite faite par Hydro-Québec est qu'une fois l'approbation par la Régie d'un nouveau projet d'investissement reçue, sur la base des projections *ex ante* de coûts et de revenus, l'addition à la base de tarification dans le futur est chose faite, et ce, indépendamment du coût *ex post* de ce nouvel investissement et des actions entreprises par l'entreprise pour le réaliser. Ainsi l'approbation *ex ante* d'un projet serait suffisante pour que la Régie juge l'investissement « *prudemment acquis* ». ²⁵⁴

L'intervenante est d'avis que le caractère prudemment acquis n'est en rien tributaire de la décision *ex ante*. Elle propose que, lors de leur approbation par la Régie, les immobilisations en cours soient portées à un compte de frais reportés pour traitement réglementaire ultérieur, et qu'à la suite de la mise en exploitation d'un projet, la Régie étudie la raisonnable des frais encourus par le transporteur et le caractère prudemment acquis des nouvelles installations. Ceci implique l'instauration d'un mécanisme en deux étapes pour l'approbation de nouvelles immobilisations à la base de tarification.

3.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge opportun de préciser qu'une distinction doit être faite entre l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs au réseau de transport et la prise en compte de la valeur de ceux-ci dans l'établissement de la base de tarification du transporteur.

Quant à l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs destinés au transport, l'article 73 de la Loi prévoit que le transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* ²⁵⁵, approuvé par le gouvernement du Québec en date du 23 août 2001, prescrit les divers renseignements que le transporteur doit fournir en vue de permettre à la Régie de statuer sur une demande d'autorisation de projets ou d'investissements visant, notamment, l'acquisition ou la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité.

Le transporteur doit, entre autres, identifier les objectifs visés par les projets ou investissements, la justification de ceux-ci en relation avec les objectifs visés, les coûts qui y seraient associés et l'impact éventuel sur les tarifs de transport.

Toutefois, le caractère prudemment acquis et utile d'actifs pour l'exploitation du réseau de transport ainsi que leur juste valeur pour les fins de l'établissement de la base de tarification

²⁵⁴ Argumentation d'OC, page 10.

²⁵⁵ *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie.*

du transporteur doivent faire l'objet d'un examen lors d'un dossier tarifaire, tel que prévu au paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, même si l'ajout de ces actifs a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

En conséquence, la Régie est d'avis que c'est dans ce cadre défini par la Loi que l'inclusion d'actifs à la base de tarification doit être traitée.

4. PROJECTIONS FINANCIÈRES

Selon le **transporteur**, le revenu requis est passé de 2 509 M\$ en 1997 à 2 685 M\$ en 2001, soit une hausse de 176 M\$ ou de 7 %. Cette hausse est inférieure à la hausse cumulée du taux d'inflation pour la même période.²⁵⁶ Toutefois, le transporteur demeure constamment préoccupé par sa performance et par le niveau de ses charges d'exploitation.²⁵⁷

Le transporteur a apporté certaines modifications dans la présentation du revenu requis de l'année 1997 pour rendre ce dernier plus comparable au revenu requis présenté pour l'année 2001.²⁵⁸ Le changement principal est la distinction des charges d'exploitation totales entre charges directes, charges de services partagés et charges du corporatif.²⁵⁹

La **Coalition industrielle** affirme qu'il n'existe aucune preuve au dossier permettant à la Régie de conclure au caractère juste et raisonnable du revenu requis de transport de l'année 1997.²⁶⁰ Elle cite Hydro-Québec au motif que les systèmes comptables de cette dernière n'étaient ni appropriés ni faits pour répliquer ou refaire le modèle de l'année 2001, et donc qu'il faut mettre des bémols sur les comparaisons entre 1997 et 2001. Compte tenu que le mode de calcul du revenu additionnel requis constitue la pierre angulaire de tout dossier tarifaire, la Coalition industrielle soumet que la Régie doit faire preuve d'une extrême prudence dans son analyse des composantes du coût de service.²⁶¹

La Coalition industrielle soumet que le revenu requis de 2 509 M\$ sous-jacent aux tarifs actuels est artificiellement gonflé et que, par voie de conséquence, l'augmentation tarifaire entre 1997 et 2001 dépasse largement le taux d'inflation.

L'**ACEF de Québec** affirme aussi que le revenu requis de 1997 n'a pas été pleinement justifié et ne peut constituer une base de départ pour juger du caractère raisonnable des revenus requis et des tarifs pour 2001. Elle recommande de référer uniquement aux données 1999-2001.²⁶²

Dans les sections suivantes, la Régie examine séparément les éléments du revenu requis. La Régie aborde d'abord les principes réglementaires, les conventions comptables et les méthodologies servant à la détermination du revenu requis. Ensuite, la Régie traite des

²⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 93.

²⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 41.

²⁵⁸ HQT-13, document 1, page 127.

²⁵⁹ HQT-13, document 1, page 126.

²⁶⁰ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 11.

²⁶¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 13.

²⁶² NS, 3 mai 2001, volume 17, page 128.

dépenses nécessaires à la prestation du service, les éléments de la base de tarification et les divers paramètres permettant de calculer le taux de rendement sur la base de tarification.

4.1. PRINCIPES REGLEMENTAIRES, CONVENTIONS COMPTABLES ET METHODOLOGIES

4.1.1. POSITION DES PARTIES

Principes réglementaires

Le transporteur soutient que sa requête est conforme²⁶³ aux principes de reconnaissance des activités antérieures au nouveau régime applicable, d'uniformité territoriale des tarifs et d'ouverture du réseau au transit de gros ainsi qu'aux principes réglementaires énoncés à la décision D-99-120. Il demande que les principes utilisés dans la préparation des données relatives à l'établissement du revenu requis pour l'année témoin projetée 2001 soient reconnus aux fins de la présente cause tarifaire.²⁶⁴

Conventions comptables

Les principales conventions comptables utilisées par le transporteur dans le calcul du coût du service de transport sont décrites ci-dessous. Elles incorporent les conventions comptables en usage au 31 décembre 1999, telles que décrites dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés que l'on retrouve à l'intérieur de son rapport annuel 1999, ainsi que les modifications demandées applicables à compter de l'année 2001.²⁶⁵

À la demande de la Régie²⁶⁶, le transporteur présente 11 conventions comptables utilisées depuis plusieurs années ainsi que dans le présent dossier. La description des conventions suivantes est incluse à l'Annexe 5. Ces conventions portent sur les objets suivants :

- immobilisations;
- frais de développement reportés;
- projets majeurs abandonnés ou reportés;
- frais reportés - mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif;
- remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998;
- matériaux et fournitures;
- dette à long terme;
- conversion de devises;
- instruments dérivés;
- frais de garantie relatifs aux emprunts;
- taxes.

²⁶³ HQT-5, document 1, page 5.

²⁶⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 93.

²⁶⁵ HQT-5, document 1, page 2.

²⁶⁶ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 16.

La majorité de ces conventions respectent les PCGR au Canada. Certaines, toutefois, sont spécifiques aux entreprises de services publics. Ce sont les conventions portant sur les mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif, les retraits d'actifs (inclus à la convention sur les immobilisations) ainsi que les projets majeurs abandonnés ou reportés.

Le transporteur demande de modifier deux de ces conventions et présente des commentaires portant sur une troisième.

Immobilisation en cours

Tout d'abord, le transporteur demande de ne pas inclure les immobilisations en cours dans la base de tarification. La méthode qu'il utilise déjà, qui consiste à inclure les travaux en cours lorsqu'ils sont terminés, est conforme au critère d'utilité pour le réseau de transport et favorise un traitement équitable entre les générations de clients.

Le transporteur affirme que l'inscription immédiate de toutes ou d'une partie des immobilisations en cours à la base de tarification pourrait être acceptable dans des circonstances où il peut être démontré que la protection de la santé financière de l'entreprise réglementée le justifierait ou que les clients en tireraient avantage. Le transporteur précise que la Régie examinerait ces projets dans le cadre de l'article 73.²⁶⁷

STOP/S.É. et **OC** sont en accord avec la non-inclusion des travaux en cours dans la base de tarification, ce qui, selon **STOP/S.É.**, réduit le risque d'écart entre les prévisions et les données réelles et, selon **OC**, permet que les consommateurs ne paient que pour ce qu'ils utilisent.

L'ACEF de Québec demande d'ajouter les dépenses d'amortissement et les frais capitalisés pendant la construction aux revenus requis en proportion de l'usage qui sera fait des nouveaux équipements, ce qui, selon l'intervenante, respecte le critère d'utilité des actifs et le critère d'équité intergénérationnelle.

L'ACEF de Québec demande que l'on n'autorise pas la capitalisation des actifs inachevés et inutilisés, ni l'amortissement des actifs retirés, puisque ces actifs sont soit inutiles à la clientèle ou encore le résultat d'erreurs de prévision que l'actionnaire devrait assumer.²⁶⁸

²⁶⁷ HQT-7, document 1, page 6.

²⁶⁸ ACEF-1, page 58.

Capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours

Le **transporteur** demande de remplacer la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours au taux du coût des emprunts par la capitalisation au taux du coût en capital de l'année témoin projetée, puisque ce dernier taux, tout en respectant les PCGR pour les entreprises réglementées, est représentatif du coût des fonds utilisés, étant donné qu'il comprend une partie financée au coût de la dette et une partie au coût de l'avoir propre.

OC propose l'utilisation du coût en capital prospectif²⁶⁹ pour la capitalisation des frais financiers, si ce dernier est inférieur au rendement sur la base de tarification.

En réplique, le **transporteur** soutient que le coût en capital de l'année témoin projetée est plus approprié puisque ce dernier taux est compatible avec la méthode dictée par la FERC et que l'utilisation d'un taux prospectif différent du rendement sur la base créerait un déséquilibre qu'il faudrait corriger.²⁷⁰

Amortissement du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998

Par ailleurs, le **transporteur** demande de modifier l'amortissement du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998. Ce remboursement est présentement amorti sur 10 ans. Cette période représente la durée d'amortissement des actifs retirés. Toutefois, 55 % des actifs affectés par le verglas ont été remplacés et non retirés. Lorsque des actifs sont remplacés, le coût de démantèlement, diminué de la valeur de récupération, est ajouté au coût des nouvelles immobilisations et amorti selon la méthode applicable au nouvel actif. Le transporteur demande donc que l'amortissement porte maintenant sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés, sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés qui demeure amortie sur 10 ans. De cette façon, la compensation serait arrimée avec la génération de clientèle qui fait usage de ces immobilisations.

L'ACEF de Québec s'oppose à cette demande puisqu'il y a augmentation du fardeau supporté par la clientèle en termes de valeur actualisée. L'intervenante soutient que l'amortissement sera accru entre 2001 et 2008 puis réduit entre 2009 et 2030, selon la base des données fournies par le transporteur.²⁷¹ Selon l'ACEF de Québec, la génération la plus touchée par le verglas est la génération actuelle²⁷² et cette proposition la défavorise.²⁷³

²⁶⁹ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 12.

²⁷⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 55.

²⁷¹ HQT-13, document 1, pages 47 et 48.

²⁷² NS, 3 mai 2001, volume 17, page 129.

²⁷³ ACEF-1, page 56.

Méthodologies

Hydro-Québec présente les méthodologies suivies pour la facturation interne et l'imputation des frais corporatifs. La demanderesse précise que ces méthodologies ont pour but de permettre l'établissement du coût complet²⁷⁴ des activités des unités d'affaires²⁷⁵ et sont appliquées de manière uniforme à l'ensemble des unités d'Hydro-Québec²⁷⁶.

Facturation interne

Dans la mesure où il est raisonnablement possible de définir les services convenus et de mesurer la consommation de ces services, c'est la facturation interne qui est favorisée. La facturation interne est en vigueur à Hydro-Québec depuis 1999. Elle repose sur l'établissement du coût complet de chacune des activités qu'une unité²⁷⁷ peut définir comme produit ou service facturable. Hydro-Québec identifie les quantités consommées, les unités d'affaires ou de services consommatrices, détermine des inducteurs²⁷⁸ de coûts pertinents et, finalement, conclut des ententes client-fournisseur annuelles en fonction des prix unitaires établis²⁷⁹ sur la base de la consommation totale d'un service, par exemple l'espace de travail occupé²⁸⁰.

Hydro-Québec précise que pour des fins de facturation interne, le coût complet est établi en calculant seulement un taux d'emprunt estimé.²⁸¹ Le rendement est rajouté seulement pour établir le revenu requis.²⁸² Donc, le débat sur le taux de rendement a aussi une incidence sur la facturation.²⁸³ De plus, le taux de facturation interne ne comprend pas les frais corporatifs.²⁸⁴

Hydro-Québec soutient que le système de facturation interne comporte des coûts et qu'on ne l'implante si on ne peut pas en tirer des bénéfices. Hydro-Québec a un objectif de se baliser,

²⁷⁴ Voir page 54.

²⁷⁵ HQT-5, document 2, page 7.

²⁷⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 93.

²⁷⁷ Unité d'affaires : unité dont les activités font partie des activités de base d'Hydro-Québec, soit la production, le transport et la distribution de l'électricité. « *Ingénierie et Construction* » est considérée à la fois comme une unité d'affaires et une unité de services. Unité de service : unité qui fournit des services de soutien, soit des activités non incluses dans les activités de base, mais essentielles à chacune des grandes unités. (NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 52 et 53.)

²⁷⁸ Inducteur : facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité, *Grand dictionnaire terminologique*.

²⁷⁹ HQT-13, document 1.1.2.

²⁸⁰ HQT-5, document 2, page 8.

²⁸¹ HQT-6, document 7.5, page 2; HQT-13, document 1, pages 67 et 68.

²⁸² NS, 26 avril 2001, volume 14, page 184.

²⁸³ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 86 et 87.

²⁸⁴ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 67.

d'identifier où elle est moins compétitive et de permettre aux unités fournisseurs d'en bénéficier.²⁸⁵ Tous les fournisseurs de services partagés visent à réduire leurs coûts, que ce soit par la recherche de la solution la plus économique ou par le recours systématique à des appels d'offres afin d'obtenir les meilleures conditions dans le marché.²⁸⁶ De plus, pour s'améliorer, Hydro-Québec fait du balisage et compare des méthodes et des processus pour réduire les coûts globaux.²⁸⁷

La facturation interne est encadrée par des principes et des règles.²⁸⁸ Les unités fournisseurs bénéficient de clauses d'exclusivité.²⁸⁹ Entre autres, la facturation interne et les ententes client-fournisseur doivent contribuer à mieux comprendre les composantes du coût complet de chaque produit facturable, soit les coûts fixes et les coûts variables. Elles doivent permettre de réduire les coûts en réduisant l'écart entre le coût complet et la juste valeur marchande des produits à l'externe, ainsi que fournir des cibles de gestion précises pour la réduction des coûts.²⁹⁰

Frais corporatifs

Les frais corporatifs imputés correspondent aux coûts engendrés dans le cadre d'activités dont l'objectif est de desservir les intérêts d'Hydro-Québec pour l'ensemble de ses unités d'affaires, comme par exemple le bureau du président-directeur général, la recherche et planification stratégique ainsi que l'unité « *Finances et services financiers* ». ²⁹¹ Ils sont répartis, dans un premier temps, à l'ensemble des unités selon certaines bases d'imputation. Ces bases d'imputation varient : par exemple, on utilise la masse salariale pour « Qualité, changement et ressources humaines ». Dans un deuxième temps, les frais corporatifs imputés aux unités de services sont répartis aux unités d'affaires sur la base de la facturation interne totale de chaque unité de services aux unités d'affaires.²⁹²

Le transporteur présente un document intitulé « Révision de la méthode de répartition des frais corporatifs (charges imputées) aux unités d'affaires ». Ce document, réalisé en février 2000, fait état de la réflexion qui a conduit à retenir les charges primaires à l'exploitation comme critère d'attribution des frais corporatifs.²⁹³ Les charges primaires à l'exploitation

²⁸⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 177.

²⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 110.

²⁸⁷ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 129 et 130.

²⁸⁸ HQT-13, document 1.1.2, pages 3 et 4.

²⁸⁹ HQT-13, document 1.1.2, page 6.

²⁹⁰ HQT-13, document 1.1.2, pages 3 et 4.

²⁹¹ HQT-5, document 2, page 9.

²⁹² HQT-5, document 2, page 10.

²⁹³ HQT-6, document 7.1, page 1.

correspondent aux charges d'exploitation et à la prestation de travail.²⁹⁴ Cette dernière est composée des salaires et autres frais directement contributifs à la construction.²⁹⁵

Ce document précise que la méthode retenue pour la répartition des frais corporatifs et frais résiduels des unités de service doit répondre à deux critères : être acceptable par la Régie et favoriser l'imputabilité de gestion des unités.²⁹⁶

La méthode utilisée en l'an 2000 et avant²⁹⁷ n'imputait aucuns frais corporatifs aux unités de service ni à l'unité « *Projets et affaires internationales* » (PAI). Elle utilisait le chiffre d'affaires à titre de base de répartition, ce qui attribuait, selon Hydro-Québec, un montant trop faible au distributeur, compte tenu que les tarifs de distribution étaient obtenus par différence et ne couvraient pas les dépenses pendant le gel tarifaire.²⁹⁸

Hydro-Québec a évalué cinq nouvelles méthodes différentes de répartition des frais corporatifs sur les états financiers par unité d'affaires au 30 septembre 1999. Certaines méthodes utilisaient plus d'un facteur de répartition, soit par exemple, les investissements (50 %) et les dépenses (50 %). Étant donné que les résultats montrent peu d'écart entre les méthodes évaluées, Hydro-Québec retient la méthode la plus simple, soit une méthode qui ne tient compte que des charges primaires à l'exploitation.²⁹⁹

Après avoir examiné l'évolution de la facturation des services de contrôle par TransÉnergie, ainsi que celle des services de télécommunications par la DPTI, et afin d'éviter toute forme de subvention directe ou indirecte, l'ACEF de Québec recommande à la Régie de réévaluer les méthodes d'allocation pour répartir les services partagés et les frais corporatifs, et que les changements dans ces méthodes soient justifiés en termes d'équité pour le transport et pour la distribution.³⁰⁰

OC mentionne que la preuve ne péchait pas par excès de limpidité en ce qui a trait aux méthodes utilisées pour répartir les coûts entre les unités d'affaires et à celles pour bâtir le coût complet des produits. De plus, elle note que les décisions de la Régie dans ce dossier la lieront pour les dossiers tarifaires de distribution.³⁰¹

²⁹⁴ HQT-6, document 7.2, page 9.

²⁹⁵ HQT-6, document 7.2, page 9.

²⁹⁶ HQT-6, document 7.2, page 6.

²⁹⁷ Selon HQT-6, document 7.2, page 2, le document *Révision de la méthode des frais corporatifs (charges imputées) aux unités d'affaires* a été réalisé en février 2000.

²⁹⁸ HQT-6, document 7.2, page 7.

²⁹⁹ HQT-6, document 7.2, page 10.

³⁰⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, pages 8 et 9.

³⁰¹ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

L'approche de morcellement pour la réglementation des coûts des entités non réglementées est inacceptable puisque Hydro-Québec n'a pas à justifier le caractère raisonnable des dépenses de ces unités de services devant la Régie ni à justifier le caractère utile et prudemment acquis des actifs composant leur « base de tarification ». ³⁰² La réglementation économique d'un monopole, tel que TransÉnergie ou Hydro-Québec – Distribution, ne doit aucunement souffrir des choix organisationnels d'Hydro-Québec. ³⁰³

Immobilisations allouées à la DPTI

Selon Hydro-Québec, certains actifs à vocation générale gérés par des unités de service, principalement les directions principales Technologies de l'information (DPTI) et Approvisionnement et Services (DPAS), et utilisés par celles-ci lors de la prestation de services à TransÉnergie, ne sont pas inscrits dans la base de tarification du transporteur. En effet, la détention de ces actifs par les unités de service répond à un souci d'efficacité organisationnelle dans l'optique de maintenir une synergie et de réaliser des économies d'échelle qui bénéficieront à la clientèle interne. ³⁰⁴

Hydro-Québec reconnaît que le réseau de télécommunications a été fondamentalement développé pour répondre aux besoins du réseau électrique et il est utilisé par plusieurs unités devant en assumer équitablement les coûts. ³⁰⁵

Selon le RNCREQ, les actifs de télécommunications devraient faire partie de la base de tarification du transporteur. ³⁰⁶

Le RNCREQ souligne que certains actifs qui ne font pas partie du réseau de transport, mais qui sont utiles pour son exploitation, peuvent être inclus dans la base de tarification du transporteur. C'est entre autres le cas des actifs du réseau de télécommunications. ³⁰⁷

Le RNCREQ affirme qu'« *il n'est aucunement mis en doute ou contredit que les actifs de télécommunication sont utiles pour l'exploitation du réseau de transport. D'ailleurs, selon Hydro-Québec, la division transport assume près de 83 % des ces frais.* » ³⁰⁸ De plus, toujours selon les témoignages d'Hydro-Québec, règle générale, si une division utilise plus de 50 % d'un actif, cet actif lui est assigné. Dans cet esprit et celui de la Loi, les actifs de télécommunications devraient, selon le RNCREQ, faire partie de la base de tarification du

³⁰² Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 19.

³⁰³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 19.

³⁰⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 111.

³⁰⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 108.

³⁰⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 66.

³⁰⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 20.

³⁰⁸ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 66.

transporteur, et ce, même si Hydro-Québec préfère, pour des fins administratives, qu'ils soient gérés par la DPTI plutôt que par TransÉnergie.³⁰⁹

4.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Principes réglementaires

La demande du transporteur de reconnaître les principes utilisés dans la préparation des données relatives à l'établissement du revenu requis est trop imprécise pour qu'une décision générique soit rendue sur ces principes. À chacune des sections de la présente décision, et lorsque requis, la Régie se prononce sur les principes sous-jacents au sujet discuté.

La Régie se prononce donc au cas par cas sur les principes réglementaires faisant l'objet de sa décision.

Conventions comptables

Puisque les conventions sont soit conformes aux PCGR, soit conformes aux méthodes et pratiques comptables généralement reconnues par des organismes de réglementation, la Régie reconnaît les 11 conventions comptables sommairement présentées à l'Annexe 5 de la présente décision sous réserve des précisions mentionnées ci-dessous. La Régie accepte également les changements demandés à deux des conventions comptables.

La reconnaissance des conventions comptables est accordée aux fins de l'établissement des tarifs du transporteur. La Régie apporte cependant les précisions suivantes.

Convention 1 : Immobilisations

Inclusion ou non des travaux en cours dans la base de tarification. Préalablement à l'approbation de la convention numéro 1³¹⁰ portant, notamment, sur la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, la Régie doit se prononcer sur l'inclusion ou non des travaux en cours dans la base de tarification, tel que précisé dans la décision D-2000-102.³¹¹

La Régie accepte la proposition du transporteur de ne pas inclure les travaux en cours dans la base de tarification. La Régie tient compte dans son appréciation du fait que le maintien des

³⁰⁹ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 66.

³¹⁰ Voir Annexe 5.

³¹¹ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 44.

travaux en cours hors de la base n'impliquera pas de choc tarifaire jusqu'en 2008.³¹² Selon la proposition du transporteur, la clientèle supportera le coût des actifs via les tarifs seulement à partir du moment où ils seront en exploitation.

Toutefois, dans le cas d'un nouveau projet majeur ayant le potentiel de causer un choc tarifaire lors de la mise en service, la Régie pourra déterminer, sur demande ou de sa propre initiative, un traitement différent.

Durée de vie utile des immobilisations. Pour tout changement de durée de vie utile des immobilisations qui peut avoir un impact tarifaire, la Régie s'attend à ce qu'avant de modifier les tarifs, le transporteur justifie le changement et indique les résultats avec et sans la modification. Une liste complète et à jour des durées de vie des immobilisations devra être déposée à la Régie dans les 60 jours de la présente décision.

Taux utilisé pour la capitalisation des immobilisations en cours. Les immobilisations en cours pourront être capitalisées au taux du coût en capital de l'année témoin projetée et non au taux des frais d'emprunt. Ce choix respecte les principes comptables pour les entreprises réglementées sur la base du coût de service. Selon la Régie, ce taux est neutre quant au choix d'inclure les immobilisations en cours ou non dans la base tarifaire. De plus, le coût moyen pondéré de la dette inclut à la fois le coût de la dette historique et le coût de nouvelles émissions. Par le fait même, le taux des frais financiers comporte un coût prospectif pour la partie du financement correspondant aux nouveaux emprunts.

Convention 3 : Projets majeurs abandonnés ou reportés

Lors d'une réévaluation des projets majeurs abandonnés ou reportés, tel que mentionné à la convention numéro 3³¹³ portant sur les projets majeurs abandonnés ou reportés, l'étude de réévaluation devra être déposée à la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires. La Régie se prononcera alors sur les sommes pouvant être reconnues pour les fins d'établissement des tarifs.

Convention 5 : Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998

La Régie accepte la proposition du transporteur. Le remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 pourra être comptabilisé sur la durée de vie utile restante des actifs remplacés sauf la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés à la suite du verglas, qui demeure amortie sur 10 ans. Ce changement permet de rapprocher le coût des nouveaux actifs à la génération de clients qui en fait usage, ce qui est équitable. Ce

³¹² HQT-13, document 1.2, page 10.

³¹³ Voir Annexe 5.

traitement respecte les PCGR, de même que les principes usuels en réglementation, et il est cohérent avec l'objectif poursuivi qui était de remettre le réseau en état.

Méthodologies

Les méthodologies de facturation interne et d'imputation des frais corporatifs ont des implications plus globales que les fins du présent dossier tarifaire. En effet, le transporteur mentionne que ces méthodologies sont utilisées par toutes les unités d'affaires d'Hydro-Québec.³¹⁴

La Régie considère normal que certains services puissent être offerts par diverses unités d'affaires d'Hydro-Québec et qu'en pareil cas, des règles de facturation interne et d'imputation des frais corporatifs s'appliquent.

La Régie considère toutefois que cela ne réduit en rien l'obligation du transporteur de s'assurer que ces services sont nécessaires et que les coûts de ces services correspondent aux seules charges nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service.

Facturation interne

La Régie remarque que les composantes de la facturation interne peuvent varier selon les produits; la DPAS, par exemple, facture des charges primaires, des coûts transitaires, des charges secondaires, l'amortissement, les taxes municipales et scolaires et les frais financiers.³¹⁵ Dans le cas de la DPTI, les coûts reliés aux activités non réglementées sont soustraits afin d'arriver au coût complet facturable aux clients internes.³¹⁶ Les inducteurs³¹⁷ de coût, ou facteurs de répartition, varient aussi : pour les services en territoires éloignés, c'est le coût par effectif en fonction de la consommation réelle³¹⁸, tandis que pour les services de télécommunications de la DPTI, c'est le circuit³¹⁹. Ils peuvent également varier dans le temps : pour les télécommunications, on passe de deux types de circuits en 2000, (reliés au réseau électrique et dédiés aux transmissions de données) à un seul type de circuit, facturé selon la distance, le débit et certains critères spécifiques en 2001.³²⁰ De plus, bien que le coût en capital soit une composante du coût complet, seule la partie estimée des

³¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 106; HQT-5, document 2, page 9.

³¹⁵ HQT-6, document 6, page 7.

³¹⁶ HQT-13, document 7, page 30.

³¹⁷ Facteur dont on a déterminé qu'il est la cause de certains coûts associés à une activité, ce qui permet de justifier le rattachement de ces coûts aux produits ou services consommateurs de cette activité, *Grand dictionnaire terminologique*.

³¹⁸ HQT-6, document 6, page 9.

³¹⁹ HQT-6, document 5, page 7.

³²⁰ HQT-6, document 6, page 6.

intérêts fait partie de la facturation interne. La partie coût de rendement sur les capitaux propres en capital fait l'objet d'un ajustement pour fins tarifaires seulement.

La Régie approuve la méthodologie suivie pour la facturation interne, sous réserves des commentaires ci-après concernant l'activité « *Télécommunications* ».

La Régie constate que les règles présentées, bien que découlant toutes du principe du coût complet, sont nombreuses et complexes.

La Régie considère que, de façon à rendre l'information soumise comparable pour l'étude d'une demande tarifaire, le transporteur devrait s'assurer que les règles utilisées varient le moins possible d'une année à l'autre. Tout changement de règle doit être documenté et justifié au dossier tarifaire concerné en indiquant les résultats de ce changement avec et sans modification.

De plus, toujours afin de s'assurer que l'information historique demeure comparable, la Régie demande au transporteur de conserver un registre des règles utilisées chaque année, registre auquel la Régie pourra avoir accès sur demande.

Immobilisations allouées à la DPTI

TransÉnergie étant une entité assujettie à la réglementation, cette dernière doit s'assurer que les services fournis par le réseau de télécommunications sont en tout temps disponibles puisqu'ils sont nécessaires à l'exploitation du réseau de transport. Par ailleurs, elle en est l'utilisateur principal car, en effet, 88 % des circuits dédiés de télécommunications sont facturés à TransÉnergie³²¹. En audience, Hydro-Québec elle-même a déclaré qu'elle ne pouvait opérer le réseau de transport sans les télécommunications.³²²

La Régie s'interroge sur le fait que des actifs essentiels à l'opération du réseau de transport, qui sont en plus des actifs qui servent à un réseau stratégique³²³, ne soient pas directement sous le contrôle du transporteur et ne figurent pas à la base de tarification. La proposition du transporteur n'est pas cohérente avec celle sur les immeubles partagés, dont la propriété est attribuée à l'utilisateur principal qui facture par la suite les autres utilisateurs.

La Régie demande au transporteur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, de présenter, pour examen, des informations supplémentaires concernant les activités de télécommunications, soit le montant des immobilisations à inclure à la base de tarification et

³²¹ HQT-6, document 7, page 15.

³²² NS, 17 avril 2001, volume 9, page 75.

³²³ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 127.

les dépenses, par catégorie, nécessaires à la prestation de service, avec le même niveau de détail que pour les charges directes du transporteur. Ces informations devraient inclure celles présentées comme si les actifs étaient détenus et gérés par le transporteur.

Frais corporatifs

La Régie refuse, pour le présent dossier, la méthodologie à utiliser pour l'imputation des frais corporatifs. Le transporteur n'a pas convaincu la Régie que cette méthode est la meilleure. Il n'est pas démontré que les charges primaires à l'exploitation représentent le meilleur inducteur des frais corporatifs. De plus, si les résultats montrent peu d'écart entre les méthodes évaluées quant aux impacts sur le transporteur, les impacts sur les tarifs du distributeur n'ont pas été présentés.

La Régie demande à Hydro-Québec de présenter une nouvelle étude comparant différentes approches d'imputation des frais corporatifs, incluant une méthode basée sur les charges totales.

La Régie précise que le montant approuvé pour les dépenses, dans le présent dossier, est un montant global qui prend en considération les montants soumis par le transporteur à titre de frais corporatifs. Le rejet de la méthode n'a donc pas de conséquence sur l'approbation des tarifs, dans le présent dossier.

En conséquence, la Régie reconnaît les conventions comptables avec certaines précisions portant sur les immobilisations en cours, les révisions de durée de vie utile et les projets majeurs abandonnés ou reportés. Pour les fins du présent dossier, la Régie reconnaît la méthodologie suivie pour la facturation interne, sous réserves du traitement des télécommunications et demande que, pour la prochaine cause, le transporteur fournisse des données additionnelles à ce sujet. La Régie refuse, pour le présent dossier, la méthodologie à suivre pour les frais corporatifs.

ANNEXE 5

Liste sommaire des principales conventions comptables utilisées par le transporteur dans le calcul du coût de service de transport (*détail à la pièce HQT-5, document 1, pages 1 à 14*).

1. Immobilisations :

- les immobilisations comprennent les catégories suivantes : les postes, les lignes, les actifs de soutien, les autres actifs du réseau;
- elles sont comptabilisées au coût, ce qui inclut : matériaux, main-d'œuvre, autres frais directs de construction, frais financiers au taux du coût en capital capitalisés pendant la période des travaux, coûts nets de démantèlement et contributions reçues de tiers;
- les immobilisations en cours sont virées aux immobilisations en exploitation lors de la mise en exploitation, alors que cesse la capitalisation des frais financiers et que débute l'amortissement sauf pour les exceptions déterminées par la Régie;
- l'amortissement suit la méthode à intérêts composés à 3% sauf pour le matériel de construction, d'exploitation et de recherche, pour lequel la méthode linéaire est utilisée;
- la durée d'amortissement est la durée de vie utile, soit de 30 à 50 ans, et cette durée est révisée périodiquement selon un plan quinquennal;
- la cession d'immobilisations est faite au coût, plus le coût de démantèlement, moins l'amortissement cumulé, moins la valeur de récupération. Le résultat est inclus dans un compte distinct et amorti sur un maximum de 10 ans, selon la méthode à intérêts composés à 3 %;
- lors du remplacement d'immobilisations, le coût de démantèlement moins la valeur de récupération est rajouté au coût des nouvelles immobilisations, et amorti selon la méthode applicable au nouvel actif.

2. Frais de développement reportés :

- les frais de développement sont imputés aux résultats sauf si les critères de capitalisation des PCGR et les seuils établis par Hydro-Québec sont respectés;
- si les frais de développement sont capitalisés, ils le sont jusqu'à concurrence du montant que l'on est raisonnablement certain de récupérer, l'excédent est imputé aux charges de l'exercice en cours;
- les frais de développement reportés sont amortis sur cinq ans selon la méthode linéaire, en débutant l'année suivant la comptabilisation des frais.

3. Projets majeurs abandonnés ou reportés :

- lors d'une réévaluation périodique, Hydro-Québec revoit les estimations et hypothèses de rentabilité en fonction des conditions de marché au moment prévu de la mise en

exploitation, en fonction aussi de la conformité au principes du développement durable et de l'accueil des communautés locales, ce qui a une incidence sur le traitement des coûts comptabilisés;

- un projet est reporté ou suspendu lorsque les travaux ont été interrompus pour plus de 12 mois; on arrête alors de capitaliser les frais financiers mais on maintient le projet dans les immobilisations en cours;
 - lors de l'abandon d'un projet majeur, les coûts irrécupérables sont reportés et amortis sur trois ans, selon la méthode linéaire, sous réserve d'une décision de la Régie sur ce sujet dans chaque cas.
4. Frais reportés - mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif :
- ce compte inclut les indemnités de départ et les améliorations au régime de retraite;
 - selon le décret 1626-96 du gouvernement, ce compte est reporté et amorti sur 60 mois, selon la méthode linéaire, à compter du mois suivant chaque engagement.
5. Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 :
- le décret 330-98 prévoit des compensations selon un protocole d'entente pour les mesures d'urgence remboursées au plus tard le 31/12/2002 (au maximum 200 M\$; ces montants ont été inscrits aux livres en 98 et 99);
 - le coût net du rétablissement du réseau dans l'état où il se trouvait avant le sinistre : ces montants, versés de 1998 à 2007, sont inclus dans un compte spécifique, en réduction des immobilisations, amorti sur la durée de vie utile restante des actifs retirés, sauf pour la portion équivalant au coût non amorti des actifs retirés, selon la méthode des intérêts composés à 3 %;
 - le coût de financement des dépenses pour rétablir le réseau est comptabilisé en réduction des frais financiers;
 - le compte à recevoir est présenté au poste « *Autres actifs à long terme* ».
6. Matériaux et fournitures :
- les matériaux et fournitures sont comptabilisés au moindre du coût moyen ou de la valeur nette de réalisation, et incluent une provision pour matériel désuet établie et révisée régulièrement.
7. Dette à long terme :
- la dette à long terme est comptabilisée à la valeur nominale, sauf pour les obligations à coupon zéro ou à escompte ou prime considérable;
 - les escomptes, primes et frais d'émission sont reportés et amortis de façon linéaire sur la durée des emprunts;

- les obligations à coupon zéro ou à escompte ou prime considérable sont présentés à la valeur escomptée;
- la méthode de l'intérêt réel est utilisée pour amortir les escomptes et les primes.

8. Conversion de devises :

- les produits et charges sont comptabilisés au cours en vigueur lors des opérations;
- les éléments monétaires de l'actif et du passif sont convertis au cours de clôture à la date du bilan;
- les éléments non monétaires sont convertis au cours en vigueur lors des opérations;
- les gains ou pertes de change sur les éléments monétaires à court terme sont inclus dans les résultats;
- les gains ou pertes de change sur les éléments monétaires à long terme sont reportés et amortis sur la durée de vie restante des titres d'emprunt selon la méthode linéaire, sauf s'ils sont liés à des rentrées futures continues de dollars des États-Unis; ils sont alors reportés jusqu'au remboursement des titres.

9. Instruments dérivés :

- les échanges d'intérêt découlant des swaps utilisés pour modifier à long terme le risque de taux d'intérêt sont rapprochés de la charge d'intérêt de l'emprunt auxquels ils se rattachent;
- les swaps de devises pour risque de change associés au remboursement du principal de la dette à long terme sont comptabilisés au cours de clôture à la date du bilan;
- les swaps de devises qui constituent des actifs financiers sont présentés au poste « *Actifs financiers* » et ceux qui représentent des passifs financiers sont présentés au poste « *Dette à long terme* »;
- les gains ou pertes de change de conversion de swaps sont reportés et amortis sur la durée de vie restante selon la méthode linéaire.

10. Frais de garantie relatifs aux emprunts :

- les frais de garantie relatifs aux emprunts se chiffrent à 0,5 % du solde, au 31 décembre précédent, du capital des emprunts garantis, soit la quasi-totalité des emprunts.

11. Taxes :

- la taxe sur le capital est calculée de la façon prescrite par Loi sur les impôts;
- la taxe sur le revenu brut sur les installations de transport non assujetties directement aux taxes municipales se chiffre à 3 % des revenus d'électricité au Québec moins les achats d'électricité au Québec;

- les taxes municipales, scolaires et autres sont réparties en fonction de l'évaluation municipale.

4.2. DEPENSES NECESSAIRES A LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

4.2.1. QUALITÉ DE L'INFORMATION

4.2.1.1 Position des parties

Le premier dossier tarifaire constitue un changement important pour le **transporteur**³²⁴. Ce dernier mentionne avoir déployé tous les efforts en vue de déposer un dossier complet. Il a déposé 4 500 pages de preuve et répondu à plus de 1 500 demandes de renseignements.³²⁵ Toutefois, il y a des informations comptables requises pour le dossier tarifaire que le transporteur voudrait fournir sans le pouvoir parce que l'information de base n'est pas disponible³²⁶.

Jusqu'en 1997, seules les charges d'exploitation directes étaient comptabilisées par unité administrative, plus particulièrement par nature³²⁷ de dépenses³²⁸ et par activité principale. Tous les autres postes étaient dans des comptes centraux.³²⁹

En 1997, les systèmes d'information, la séparation fonctionnelle et la séparation par unités étaient à une étape *préhistorique*.³³⁰ Les charges directes étaient réparties entre les différentes grandes fonctions, lesquelles n'équivalaient pas nécessairement à des unités d'affaires. Les charges de la DPTI étaient imputées sur la base des frais directs des grandes fonctions.³³¹ Beaucoup de choses n'étaient pas dédiées de façon spécifique.³³² L'information n'était pas précise³³³ et Hydro-Québec n'avait pas le portrait complet du coût du transport³³⁴.

À partir de 1997, une révision de la structure du plan comptable a permis une séparation des activités réglementées et non réglementées ainsi qu'une attribution des actifs en fonction des propriétaires. Hydro-Québec a fait le choix de ne pas reconstituer d'historique. Donc, elle n'a

³²⁴ HQT-2, document 1.1, page 3.

³²⁵ HQT-2, document 1.1, page 3.

³²⁶ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 206.

³²⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 118.

³²⁸ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 227, soit : « [...] un achat de services professionnels, par exemple, il faut codifier que c'est un achat de services professionnels et c'est le centre de coûts numéro 21101 qui a fait l'achat. Donc, ça prend la nature de dépenses – [...] un code de numéro de dépenses et un code de centre de coûts auquel ça s'applique ».

³²⁹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 118.

³³⁰ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 25.

³³¹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 215.

³³² NS, 10 avril 2001, volume 6, page 122.

³³³ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 215.

³³⁴ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 122.

pas reconstitué 1998, 1997 et les années précédentes selon la nouvelle structure du plan comptable.³³⁵

L'identification des activités de TransÉnergie a commencé en 1997, mais elle s'est faite graduellement. L'implantation du système a été complétée et elle est devenue effective en 1999, mais précédemment, Hydro-Québec avait fait des efforts pour isoler TransÉnergie.³³⁶

Depuis 1997, les processus ainsi que les méthodes d'identification et d'attribution des coûts se sont raffinés, ce qui mène à des économies de coûts.³³⁷ En 1999, un nouveau système comptable, le progiciel R/3 de SAP, installé au coût de 100 M\$³³⁸, a permis une identification et une séparation fonctionnelle plus adéquate des activités d'Hydro-Québec, découpage qui n'existait pas auparavant. Cette implantation a permis de fournir des informations de plus en plus précises, en particulier pour l'année témoin projetée.³³⁹

À la suite des travaux d'Hydro-Québec portant sur la révision de la structure du plan comptable à partir de 1997, le progiciel R3 de SAP a été mis en exploitation en deux phases, en janvier 1999 et en mai 1999.³⁴⁰ Il y a inévitablement eu une période de rodage qui a fait en sorte que les informations n'étaient pas aussi fiables dès le début.³⁴¹

Hydro-Québec a introduit progressivement dans ses pratiques de gestion et dans ses systèmes d'information des éléments pour alimenter le processus réglementaire, donc une allocation plus juste, ainsi qu'une précision et une fiabilité accrues.³⁴²

Maintenant, les unités d'affaires ont un portrait de l'ensemble des coûts, et c'est ce qu'Hydro-Québec présente dans le revenu requis de TransÉnergie. L'information a évolué beaucoup, et va continuer de se raffiner.³⁴³

Pour les années futures, le transporteur disposera d'informations existantes pour l'année témoin, l'année historiques et l'année de base. Il sera possible de comparer le réel à cette information. Il sera alors plus facile de répondre aux demandes de renseignements, les pièces

³³⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, pages 119 et 120.

³³⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 85.

³³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 113.

³³⁸ HQT-2, document 1.1.1, page 2.

³³⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 92.

³⁴⁰ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 119.

³⁴¹ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 95.

³⁴² NS, 26 avril 2001, volume 14, page 121.

³⁴³ NS, 10 avril 2001, volume 6, page 122.

étant beaucoup plus faciles à produire. Donc, le processus peut uniquement s'améliorer en termes d'efficacité³⁴⁴ tant à l'interne que pour les fins de la requête tarifaire.³⁴⁵

Le transporteur affirme s'être conformé à la décision D-99-120 rendue dans le dossier R-3405-98 et avoir déposé avec les données de l'année témoin projetée 2001, dans la mesure des capacités offertes par ses systèmes d'information, les données réelles pour l'année historique 1999 ainsi que les données pour l'année de base 2000.³⁴⁶

Le transporteur allègue que le processus budgétaire ayant été avancé de plusieurs mois pour préparer la cause tarifaire, la qualité d'information ne peut qu'en souffrir, et ce, tant pour TransÉnergie, la DPTI et la DPAS.³⁴⁷

Selon l'ACEF de Québec, les modifications comptables entreprises au sein d'Hydro-Québec, depuis 1998, rendent complexe, voire impossible sur certains aspects, une analyse rigoureuse de l'évolution des coûts de TransÉnergie de 1997 à 2001.³⁴⁸

Selon la **Coalition industrielle**, l'absence d'historique réglementaire et la non-disponibilité d'une base de comparaison fiable font en sorte qu'il est difficile de juger de la raisonnable des projections présentées par TransÉnergie dans le présent dossier.³⁴⁹

L'intervenante mentionne qu'il sera difficile pour la Régie de déterminer si l'ensemble des composantes du coût de service présentées par TransÉnergie pour fins d'approbation sont justes et raisonnables dans les circonstances.³⁵⁰

Selon la Coalition industrielle, la gymnastique comptable à laquelle Hydro-Québec s'est livrée sans explication détaillée, pour ventiler le revenu requis de 1997 selon le modèle 2001, le revenu requis de 1997 est utilisé comme point de départ du calcul de l'augmentation du revenu requis entre 1997 et 2001 et a presque pour effet de dénuier de toute crédibilité l'exercice d'identification des postes de revenus et dépenses auxquels des améliorations pourraient être apportées afin de réduire l'augmentation tarifaire proposée.³⁵¹

³⁴⁴ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 210.

³⁴⁵ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 211.

³⁴⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, pages 29 et 30.

³⁴⁷ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 200 et 201.

³⁴⁸ NS, 17 avril 2001, volume 9, page 198.

³⁴⁹ Coalition-1, page 15.

³⁵⁰ Coalition-1, page 4.

³⁵¹ Coalition-1, page 9.

Selon la Coalition industrielle, les explications fort sommaires fournies en réponse à la demande de renseignements numéro 71,3³⁵² de la Régie, portant sur l'explication de la variation du revenu requis entre 1997 et 2001, sont nettement insuffisantes en ce qu'elles ne procurent aucune justification crédible des changements de méthodes de calcul entre 1997 et 2001.³⁵³

L'intervenante affirme qu'il est nécessaire pour la Régie d'explorer les avenues possibles pour diminuer le coût de service prévu pour 2001 si l'on veut maintenir à leur niveau actuel ou même réduire les tarifs de transport de TransÉnergie.³⁵⁴

En réplique, le **transporteur** précise que la présente cause est la toute première cause tarifaire du transporteur d'électricité. Sa base de tarification, son coût en capital et les dépenses nécessaires à la prestation du service de transport seront établis pour la première fois par la Régie, et ce, pour l'année témoin 2001. Il n'est tout simplement pas utile, approprié et même possible, pour l'instant, de procéder à l'établissement des tout premiers tarifs de transport d'électricité de la façon dont le procureur de la Coalition industrielle avait l'habitude de le faire dans les causes tarifaires du secteur gazier où il y a une continuité avec les nombreuses causes précédentes.³⁵⁵

4.2.1.2 Opinion de la Régie

Dans le cadre d'un dossier tarifaire, l'information disponible à la Régie comprend généralement les points suivants :

- le dossier des années précédentes;
- un dossier complet comportant, pour tous les postes, des données portant sur une année historique, sur une année de base combinant des données réelles et projetées et sur l'année témoin projetée;
- des validations par comparaison soit avec l'industrie, soit avec un indice d'inflation;
- des informations présentées selon un format standardisé.

Dans le dossier présenté par le transporteur pour son tarif 2001, la Régie note les faits suivants :

³⁵² HQT-13, document 1, page 125.

³⁵³ Coalition-1, page 9.

³⁵⁴ Coalition-1, document 2, page 5.

³⁵⁵ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 29.

- le tarif existant date de 1997; selon le transporteur, ce tarif aurait été approuvé par le gouvernement sans aucun détail³⁵⁶; les données appuyant ce tarif présentées à la Régie sont des données budgétaires; aucun montant réel de dépenses n'est présenté pour 1997;
- le dossier comporte, pour certains postes, des données portant sur une année historique, soit 1999, une année de base, soit 2000, portant uniquement sur des données projetées et l'année témoin projetée pour laquelle le transporteur a utilisé la reconduction des budgets 2000 à plusieurs reprises;
- les informations sont présentées selon divers formats et l'information chiffrée est éparpillée. Étant donné les lacunes du dossier initial, la plus grande partie de l'information au dossier est fournie en réponse à deux séries de demandes de renseignements et par des engagements pris pendant l'audience;
- aucune comparaison concernant les dépenses avec l'industrie, des normes ou autres comparables n'est présentée; des changements de méthodologie sont invoqués pour justifier une bonne partie des augmentations demandées.

Dans sa décision D-99-120, la Régie mentionnait :

« La Régie juge essentiel que les données de l'année historique, de l'année de base et de l'année témoin projetée, soient présentées dans un format comparable d'une année à l'autre. Toute donnée non comparable devra être accompagnée d'explications permettant une réconciliation facile.

En plus des informations énumérées ci-dessus, la Régie considère indispensable qu'elle ait accès, au besoin, à d'autres informations jugées utiles à la compréhension et l'évaluation des prévisions présentées. À cette fin, la Régie prend note de l'affirmation d'Hydro-Québec à l'effet que les données historiques nécessaires seront soumises pour supporter sa preuve si de telles données s'avèrent requises. »³⁵⁷

Le transporteur a le fardeau de la preuve.³⁵⁸ Les informations qu'il présente à l'appui de l'augmentation demandée ont été établies pour l'année 2001 sur des bases de calcul différentes de celles de 1997 et même différentes de celles de 1999. La qualité de l'information présentée, étant donné qu'il s'agit d'un premier dossier tarifaire et que des modifications majeures ont été nécessaires à ses systèmes d'information, est moindre que ce qui est généralement attendu dans un dossier tarifaire.

La Régie comprend que le modèle de l'année témoin projetée ne comprend pas nécessairement plus d'une année historique, mais dans le cas présent, il aurait été utile que l'information soumise inclue des données historiques plus détaillées et des données

³⁵⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, pages 86 et 87.

³⁵⁷ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 13.

³⁵⁸ Décision D-99-120, 16 juillet 1999, page 9.

étant donné ses caractéristiques uniques en termes d'étendue géographique, de longueur de lignes et de niveaux de tension,³⁶² et parce que chacune des entreprises mesure à sa façon³⁶³.

Charges brutes directes

Les charges brutes directes s'élèvent en 2001 à 347,2 M\$.

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Main-d'œuvre ³⁶⁴	222,9 M\$	230,5 M\$	243,3 M\$	20,4 M\$ ³⁶⁵
Autres charges ³⁶⁶	87,9 M\$	91,2 M\$	103,9 M\$	16,0 M\$
Charges brutes directes	310,8 M\$ ³⁶⁷	321,7 M\$ ³⁶⁸	347,2 M\$ ³⁶⁹	36,4 M\$ ³⁷⁰

Le poste le plus important des charges brutes directes est la **main-d'œuvre**, qui passe de 222,9 M\$ à 243,3 M\$ entre 1999 et 2001³⁷¹.

L'augmentation comporte un volet indexation, une clause remorque à l'augmentation de traitement dans la fonction publique et un volet progression de l'échelle salariale³⁷². De plus, le nombre d'employés passe de 3 145 à 3 185 entre 1999 et 2001³⁷³.

Les coûts de main-d'œuvre font, lorsque cela est approprié, l'objet de contrôles et de balisages quant au niveau des effectifs. Hydro-Québec a également implanté un mode de rémunération incitatif visant une productivité accrue, soit des primes à la performance de 2 %, en fonction d'objectifs de profit, donc non liées à l'évolution des tarifs³⁷⁴, ce qui a permis à l'entreprise de se situer à la médiane des marchés de comparaison³⁷⁵.

Au niveau de la productivité au travail, TransÉnergie n'a pas de comparaison avec d'autres utilités étant donné la particularité du réseau de transport.³⁷⁶

³⁶² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 40.

³⁶³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 41.

³⁶⁴ HQT-6, document 3, page 2.

³⁶⁵ Les deux premiers chiffres de la présente colonne ont été calculés par la Régie.

³⁶⁶ HQT-6, document 3, page 2.

³⁶⁷ HQT-6, document 3, page 2; HQT-13, document 1, pages 52 et 53, explication de la différence entre 310,8 M\$ (chiffre redressé pour fins de comparaison) et 375,0 M\$.

³⁶⁸ HQT-13, document 1, page 56.

³⁶⁹ HQT-13, document 1, page 54.

³⁷⁰ HQT-13, document 1, page 53.

³⁷¹ HQT-6, document 3, page 2.

³⁷² NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 36.

³⁷³ HQT-13, document 1, page 59.

³⁷⁴ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 39.

³⁷⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 104.

³⁷⁶ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 31.

Le poste **autres charges** inclus dans les charges brutes directes comprend les coûts d'utilisation et d'entretien des équipements de transport, les frais de matériel et de fournitures, les contrats de services professionnels externes et les coûts de location d'équipement.³⁷⁷ Ces charges connaissent une hausse de 18 % de 1999 à 2001, passant de 87,9 M\$ à 103,9 M\$. La grande différence entre 1999 et le planifié 2000 a été causée par un conflit de travail, lequel a occasionné des ralentissements importants d'activités en 1999, étant donné que les autres charges directes représentent beaucoup de matériel installé dans la maintenance.³⁷⁸ La variation 2000-2001, pour sa part, couvre l'inflation et la croissance des activités.³⁷⁹

Les **coûts capitalisés ou facturés** sont déduits des charges brutes directes et des charges brutes de services partagés afin d'imputer aux immobilisations en cours du transporteur leur juste part des coûts encourus et aux clients des ateliers spécialisés, le coût des services qui leur sont rendus.³⁸⁰ Le coût de main-d'œuvre imputable aux activités de construction est soustrait selon un taux de prestation de travail, qui varie pour chaque catégorie d'employés. Ils comprennent les coûts de main-d'œuvre, soit le salaire de base, le temps supplémentaire, les primes et avantages sociaux, ainsi que les coûts des espaces de travail, équipements, outils et instruments de travail, véhicules, communications, gestion et soutien administratif immédiat.³⁸¹ Ils sont appliqués à des travaux de maintenance sur le réseau de transport, au développement informatique ou au soutien technique.³⁸² Ils passent de 120 M\$ en 1999 à 68 M\$ en 2001, une diminution de 43 %; leur niveau varie selon la construction d'immobilisations.³⁸³

Les **crédits** associés au service de transport comprennent la facturation interne émise, les autres produits et les crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental.

La **facturation interne**³⁸⁴ émise consiste en la facturation, au coût complet, de services fournis à d'autres unités d'Hydro-Québec, principalement pour le contrôle et la télécommande des équipements de production. Le montant soustrait des charges directes passe de 39 M\$ en 1999 à 28 M\$ en 2001³⁸⁵, une diminution de 11 M\$.

³⁷⁷ HQT-5, document 2, page 7.

³⁷⁸ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 100.

³⁷⁹ HQT-6, document 3, page 3.

³⁸⁰ HQT-6, document 1, page 2, révision du 20-12-2000.

³⁸¹ HQT-5, document 2, page 6.

³⁸² HQT-13, document 1.2, page 28.

³⁸³ NS, 1^{er} mai 2001, volume 16, page 44.

³⁸⁴ Voir page 86.

³⁸⁵ HQT-13, document 1.2, page 29.

Les **autres produits** soustraits des charges directes consistent en location d'emprises de lignes. Ils passent de 1,7 M\$ en 1999 à 1,2 M\$ en 2001.³⁸⁶

Le solde des **crédits d'intérêts liés au remboursement gouvernemental** est stable à 11 M\$.

*Charges brutes de services partagés*³⁸⁷

En 2001, les charges brutes de services partagés représentent, pour le transporteur, un montant de 318 M\$. Les principaux services internes utilisés par TransÉnergie ont trait aux technologies de l'information, ainsi qu'à l'approvisionnement et aux services.³⁸⁸

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Charges brutes de services partagés	273,6 M\$ ³⁸⁹	284,5 M\$ ³⁹⁰	318,0 M\$ ³⁹¹	44,4 M\$ ³⁹²

Le nouveau système comptable a permis l'obtention progressive, depuis 1999, d'une précision accrue des données et d'une amélioration des inducteurs de coûts servant à la facturation interne. C'est ce qui explique que les montants relatifs à celle-ci ont connu, au-delà des facteurs habituels comme l'inflation, une augmentation entre 1999 et 2001 parallèlement à une diminution des frais corporatifs imputés pendant la même période.³⁹³

La principale charge brute de services partagés est la **technologie de l'information** ou la **DPTI**.

La DPTI rend plusieurs services essentiels à la mission de base de TransÉnergie, notamment :

- les télécommunications spécialisées, incluant les circuits dédiés, la radio mobile et autres;
- la téléphonie, incluant les services dans les postes de « *Transport* » et la « *Téléphonie administrative* »;

³⁸⁶ HQT-13, document 1, page 36.

³⁸⁷ Bien que la preuve d'Hydro-Québec fasse alternativement référence aux services facturés et aux charges brutes de services partagés, nous utilisons ici uniquement le terme charges brutes de services partagés.

³⁸⁸ HQT-6, document 1, page 2, révision du 20-12-2000.

³⁸⁹ HQT-13, document 1, page 57.

³⁹⁰ HQT-13, document 1, page 56.

³⁹¹ HQT-13, document 1, page 54.

³⁹² HQT-13, document 1, page 58.

³⁹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 112.

- la bureautique;
- d'autres services.³⁹⁴

Le réseau de télécommunications de la DPTI sert à assurer la stabilité du réseau électrique pour la production, le transport et la distribution. Il est différent d'un réseau standard en ce qu'on y retrouve diversité de parcours, redondance d'équipements et alimentation continue par génératrice ou batteries.³⁹⁵

Le 24 mars 2000, Hydro-Québec a demandé à la firme META d'évaluer l'équité du partage du réseau de télécommunications entre les divisions. Le rapport de META conclut que la méthode répartit équitablement les coûts. Toutefois, cette méthode ne peut servir de base de comparaison, étant donné qu'il reste trop d'éléments uniques à Hydro-Québec qu'on ne retrouve pas ailleurs.³⁹⁶

TransÉnergie est le principal utilisateur du réseau de télécommunications.³⁹⁷ Les produits de télécommunications forment plus de 93 % de la facture de la DPTI à TransÉnergie (avant rendement).³⁹⁸

Entre 1999 et 2001, les coûts facturés au transporteur par la DPTI sont passés de 150,9 M\$ à 195 M\$, soit une augmentation de 44,1 M\$ ou 29 %.

C'est le mode de tarification des circuits de télécommunications, le principal produit offert par la DPTI au transporteur, qui est responsable de cette augmentation.³⁹⁹

En 1999, moins de la moitié des circuits de transmission de données était associée à un client, le reste, soit environ 50 M\$, était absorbé au niveau corporatif.

En 2000, la DPTI a tenté d'associer un client à chaque circuit et a amélioré la répartition des coûts en associant 30 % des coûts aux circuits reliés au réseau électrique pour reconnaître que le réseau de télécommunications était construit pour répondre aux besoins et exigences du réseau électrique.⁴⁰⁰

³⁹⁴ HQT-6, document 5, pages 5 et 6.

³⁹⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 128.

³⁹⁶ HQT-6, document 5.3, page 9.

³⁹⁷ HQT-6, document 5, page 7.

³⁹⁸ HQT-6, document 5.3, page 11.

³⁹⁹ HQT-13, document 1.1, page 7.

⁴⁰⁰ HQT-13, document 1.1, page 8.

Plusieurs changements simultanés ont été apportés en 2001. Il est difficile d'isoler l'impact de chacun et de le chiffrer. Les plus importantes causes de l'évolution des coûts totaux de la DPTI de 2000 à 2001 sont les suivantes :

- des réductions de durée de vie utile de certains équipements, à la suite de l'accélération de la désuétude technique et technologique⁴⁰¹;
- l'amélioration de la qualité par la numérisation du réseau de télécommunications dans la partie ouest pour obtenir une capacité et une fiabilité supérieure⁴⁰²;
- la répartition des actifs de télécommunications aux circuits qui a changé dans le temps, passant d'un coût moyen à un coût par circuit basé sur la distance et le débit pour environ 38,2 M\$ pour le produit circuit dédié.⁴⁰³ Hydro-Québec a développé une méthodologie qui utilise la juste valeur marchande comme base de répartition des coûts. Elle expose le fait que TransÉnergie a été interfinancée par les autres unités d'affaires au cours des deux années précédentes et redresse la situation⁴⁰⁴;
- une facturation interne à coût de plus en plus complet⁴⁰⁵.

Toutefois, selon Hydro-Québec, les augmentations des coûts de la DPTI sont aussi justifiées par le déploiement de la facturation interne (+20 M\$), le projet SAP (+15 M\$), de nouveaux produits et services offerts aux clients (+12 M\$) et de nouveaux systèmes exploités (+10 M\$).⁴⁰⁶

Hydro-Québec affirme que le coût unitaire des trois premiers services de télécommunications qui forment la plus grande partie de la dépense du transporteur, soit les circuits de télécommunications, les téléphones de postes électriques et les services de radio-mobile⁴⁰⁷, est comparable au reste de l'industrie, mais elle mentionne qu'il faut tenir compte du fait que, contrairement aux réseaux publics, Hydro-Québec ne peut pas offrir ses services à une multitude de clients⁴⁰⁸.

De plus, selon Hydro-Québec, il n'existe pas d'équivalent dans le marché, donc pas de comparables, pour les circuits dédiés, la téléphonie de postes ou la radio-mobile.⁴⁰⁹

⁴⁰¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 113.

⁴⁰² NS, 26 avril 2001, volume 14, page 127.

⁴⁰³ HQT-6, document 5.4, page 2.

⁴⁰⁴ HQT-13, document 1.1, page 8.

⁴⁰⁵ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 132.

⁴⁰⁶ HQT-13, document 8, pages 8 et 9.

⁴⁰⁷ HQT-6, document 5, page 6.

⁴⁰⁸ NS, 27 avril 2001, volume 15, page 195.

⁴⁰⁹ NS, 27 avril 2001, volume 15, pages 179 à 181.

La DPTI a signé un contrat de cinq ans avec Connexim dont l'objectif est d'obtenir des services de télécommunications administratives à des coûts compétitifs, ce qui, au moment de la transaction, était évalué à une réduction de 20 % sur l'ensemble de la période.⁴¹⁰

Connexim est une société en commandite dont Hydro-Québec est un commanditaire. Elle est considérée comme un fournisseur de la DPTI.⁴¹¹ Les montants facturés par Connexim à la DPTI pour les services de téléphonie administrative, de téléphonie des postes et des centrales, les télécopieurs, les interurbains et les circuits du réseau de services⁴¹² sont les suivants :

- 1999 : 64,5 M\$;
- 2000 : 60,7 M\$ (prévisionnel);
- 2001 : 50,6 M\$ (prévisionnel).⁴¹³

Frais corporatifs – charges imputées

Les frais corporatifs imputés au service de transport, dont la méthode d'établissement est décrite au document HQT-5, document 2, représentent un montant de 44,6 M\$.⁴¹⁴

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Frais corporatifs – charges imputées	36,0 M\$ ⁴¹⁵	49,2 M\$ ⁴¹⁶	44,6 M\$ ⁴¹⁷	8,6 M\$ ⁴¹⁸

Les activités des unités corporatives ont pour objectif de desservir les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble et donc de chacune des unités d'affaires. Elles centralisent des activités normales, mais essentielles pour toute entreprise.⁴¹⁹ Leur regroupement entraîne les mêmes avantages que ceux déjà cités pour les charges brutes de services partagés.⁴²⁰ Elles se répartissent entre trois grandes rubriques : unités corporatives, comptes corporatifs et produits et services non facturés.⁴²¹

TransÉnergie assume 20,4 % du total des charges corporatives.

⁴¹⁰ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 227.

⁴¹¹ HQT-13, document 14, page 14.

⁴¹² HQT-13, document 14, page 14.

⁴¹³ HQT-13, document 14, page 18.

⁴¹⁴ HQT-6, document 1, page 3.

⁴¹⁵ HQT-13, document 1, page 57.

⁴¹⁶ HQT-13, document 1, page 56.

⁴¹⁷ HQT-13, document 1, page 54.

⁴¹⁸ HQT-13, document 1, page 58.

⁴¹⁹ Voir page 87.

⁴²⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 115.

⁴²¹ HQT-13, document 1.2, page 30.

La variation des frais corporatifs s'explique principalement par des changements méthodologiques. En 1999, on ne facturait pas de frais corporatifs aux unités de service; en 2000 et en 2001, il y a eu augmentation de la facturation interne, donc diminution des charges corporatives; en 2001, on a modifié le calcul de la base d'imputation.⁴²² De plus, en 1999, ce compte inclut des écarts négatifs entre la prévision et le réel⁴²³, écarts qu'on ne retrouve pas en mode prévisionnel en 2000 et 2001.

Afin de justifier l'imputation de certains frais corporatifs au transporteur, ce dernier affirme qu'à partir du moment où une unité d'affaires appartient à Hydro-Québec, elle a un comportement similaire à celui de l'ensemble de l'entreprise en termes de contribution sociale, de participation à des commandites et de publicité. Selon le transporteur, Hydro-Québec a des budgets proportionnés aux normes de l'industrie.⁴²⁴

Les autres charges se composent de **charges d'amortissement**, des **taxes** et des montants relatifs aux **achats de service de transport**.

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Amortissement	433,0 M\$ ⁴²⁵	434,0 M\$ ⁴²⁶	447,8 M\$ ⁴²⁷	14,8 M\$ ⁴²⁸
Taxes	177,1 M\$ ⁴²⁹	179,0 M\$ ⁴³⁰	184,1 M\$ ⁴³¹	7,0 M\$ ⁴³²
Achats de services de transport	4,0 M\$ ⁴³³	5,5 M\$ ⁴³⁴	5,5 M\$ ⁴³⁵	1,5 M\$ ⁴³⁶

L'évolution de la **charge d'amortissement** résulte de l'application de la méthode d'amortissement à intérêts composés, des mises en exploitation des années 2000 et 2001 et de l'application du programme de changements de durée de vie. Ce programme est aussi appliqué uniformément à l'ensemble des actifs d'Hydro-Québec, notamment ceux de télécommunications et de transport.⁴³⁷

⁴²² HQT-6, document 7.3, pages 2 et 3.

⁴²³ HQT-6, document 7.3, page 9.

⁴²⁴ NS, 26 avril 2001, volume 14, pages 211 et 212.

⁴²⁵ HQT-13, document 1, page 57.

⁴²⁶ HQT-13, document 1, page 56.

⁴²⁷ HQT-13, document 1, page 54.

⁴²⁸ HQT-13, document 1, page 58.

⁴²⁹ HQT-13, document 1, page 57.

⁴³⁰ HQT-13, document 1, page 56.

⁴³¹ HQT-13, document 1, page 54.

⁴³² HQT-13, document 1, page 58.

⁴³³ HQT-13, document 1, page 57.

⁴³⁴ HQT-13, document 1, page 56.

⁴³⁵ HQT-13, document 1, page 54.

⁴³⁶ HQT-13, document 1, page 58.

⁴³⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 114.

Les **taxes** comprennent la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut et les taxes municipales et scolaires.⁴³⁸

La taxe sur le capital est calculée selon la quote-part des immobilisations et constructions en cours de TransÉnergie sur le total pour Hydro-Québec. La taxe sur le revenu brut est un en-lieu d'impôts fonciers au taux de 3 % des revenus d'électricité au Québec, déduction faite des achats d'électricité au Québec. La part de TransÉnergie est fondée sur la quote-part des immobilisations de cette dernière sur le total des immobilisations de Hydro-Québec Production, TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution. Les taxes municipales et scolaires sont calculées selon l'évaluation des immeubles et incluent les taxes d'eau, taxes d'affaires, etc.⁴³⁹

Le transporteur mentionne que l'augmentation du coût non amorti des actifs entraîne automatiquement une augmentation du poste « *Taxes* ». ⁴⁴⁰

Selon le transporteur, en ce qui concerne les **achats de services de transport**, le plus important des services de transport inclus dans ce compte est un contrat avec CRT, un transporteur affilié à TransÉnergie, mais non visé par la Loi. En 2001, TransÉnergie prévoit utiliser ses services, facturés au coût du marché⁴⁴¹, pour 3,3 M\$⁴⁴².

ARC-FACEF-CERQ recommande à la Régie la plus grande vigilance en ce qui concerne l'augmentation injustifiée du coût de service entre 1997 et 2001, plus particulièrement au niveau des charges brutes de services partagés et corporatifs.⁴⁴³

L'**ACEF de Québec** demande au minimum que le revenu requis et les tarifs de transport soient gelés à leur niveau de 1997, alors qu'elle affirme être en droit d'obtenir une réduction des tarifs.⁴⁴⁴ Un des critères pour juger du caractère raisonnable et juste de la hausse des coûts est que la hausse des coûts individuels et globaux ne devrait pas dépasser la hausse du coût de la vie, moins un facteur de gain de productivité.

Selon l'**ACEF de Québec**, le taux de gain de productivité du travail entre 1997 et 2000, publié par Statistique Canada, est de 1,7 % par année.

⁴³⁸ HQT-5, document 2, page 11.

⁴³⁹ HQT-5, document 2, page 11.

⁴⁴⁰ HQT-13, document 1, page 53.

⁴⁴¹ Voir section 2.4, sur la politique de prix de cession pour détail de l'établissement du coût du marché pour cette transaction, à titre d'exception à la règle générale du coût complet.

⁴⁴² HQT-1, document 1.1, page 5.

⁴⁴³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 10.

⁴⁴⁴ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 17.

Cette intervenante souligne que l'orientation numéro 1 du Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec prévoyait de préserver la stabilité des tarifs. Hydro-Québec propose dans ce plan stratégique d'améliorer sa rentabilité sans augmentation tarifaire grâce surtout à la croissance de ses marchés et à la réduction de ses charges financières.⁴⁴⁵

L'ACEF de Québec soumet les commentaires suivants :

- les charges directes auraient dû se limiter à une hausse de 5,4 %, soit la hausse de l'IPC au Québec entre 1999 et 2001, plutôt que 11,7 %, donc 20 M\$ d'économies⁴⁴⁶;
- la prime au rendement prévue aux conventions collectives devrait être assumée à même les profits de TransÉnergie.⁴⁴⁷ Les autres primes et revenus spéciaux de l'ordre de 15 M\$ en 2000, qui sont accordés aux employés ou dirigeants de TransÉnergie, devraient faire l'objet d'une évaluation et d'un encadrement par la Régie avant d'être intégrés aux revenus requis;
- l'effectif d'Hydro-Québec devait diminuer. Pourtant, le nombre d'employés de TransÉnergie a subi une hausse de 1,127 % depuis 1999. L'ACEF de Québec se questionne à savoir s'il s'agit d'un transfert de ressources humaines vers l'unité réglementée de TransÉnergie;⁴⁴⁸
- l'ACEF de Québec pense que la méthode d'allocation des coûts de télécommunications est inéquitable;⁴⁴⁹
- les services réalisés par Connexim sont possiblement surfacturés, considérant que le flux de service a pu doubler avec la venue de Bell, pour une augmentation de coût marginale ou nulle, impliquant que le coût de ces services aurait pu diminuer jusqu'à 50 %, plutôt que le 30 % visé par Hydro-Québec d'ici 2002 en excluant la hausse des frais d'amortissement;⁴⁵⁰
- l'enjeu de la démarche présentée dans le rapport META est une approbation réglementaire du prix payé par TransÉnergie pour les télécommunications. META n'a pas fait de vérification ni de comparaison d'échantillonnage des chiffres comptables, ni évalué l'allocation et l'assignation des coûts et avoirs, ni validé indépendamment les prix externes de comparaison et les prix internes pour les services non offerts par des compagnies externes;
- l'unité Production n'assume pas une part suffisante des services de télécommunications. Les barrages sont en bout des lignes de transport et le contrôle des centrales doit aussi exiger un bon débit d'information, et le réseau d'Hydro-Québec demeure intégré (production, transport et distribution).

⁴⁴⁵ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 110.

⁴⁴⁶ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 16.

⁴⁴⁷ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 5.

⁴⁴⁸ ACEF de Québec-1, page 12.

⁴⁴⁹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 8.

⁴⁵⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 8.

L'ACEF de Québec questionne la hausse importante des frais d'amortissement chez Hydro-Québec depuis le début des années 90, et considère cette hausse exagérée.⁴⁵¹

L'AIEQ recommande d'utiliser une approche de type « *benchmarking* » pour juger de l'efficacité en comparant les coûts déposés par l'entreprise aux coûts similaires dans d'autres juridictions. Dans le présent dossier, la preuve présentée par Hydro-Québec ne permet pas une vérification indépendante, ni une approche comparative, faute de données suffisantes portant sur d'autres entreprises réglementées.⁴⁵²

OC fait observer que les charges de services partagés et les frais corporatifs imputés correspondent à une part de plus de 29 % des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.⁴⁵³ Il existe une grande incertitude sur la raisonnable des charges demandées et la nécessité, pour TransÉnergie, de devoir faire affaires avec les autres divisions et unités de services d'Hydro-Québec. OC recommande à la Régie d'étudier avec une extrême prudence les demandes budgétaires du transporteur à ce sujet.

Selon OC, si Hydro-Québec n'est pas en mesure de justifier la totalité des coûts et le choix d'un fournisseur interne plus coûteux, alors les consommateurs n'ont pas à en faire les frais.⁴⁵⁴

OC rappelle que, dans sa décision D-2000-48⁴⁵⁵, la Régie déclarait ne pas pouvoir établir spécifiquement pour Gazifère, faute de preuve, la nécessité des dépenses afférentes aux services rendus par Enbridge et ses autres sociétés apparentées. En conséquence, la Régie n'accordait que 75 % de l'augmentation de coûts demandée et ordonnait à Gazifère de déposer, dans une future cause tarifaire, une étude approfondie des prix de marché et des alternatives à Enbridge Commercial Services Inc.(ECSI) comme fournisseur de services. Une telle étude est également pratique courante dans d'autres juridictions.

Selon OC, la Régie devrait ordonner à Hydro-Québec de présenter, dans son prochain dossier tarifaire, une étude spéciale relevant chacun des produits et services reçus des autres unités d'affaires et de services d'Hydro-Québec ainsi que des sociétés apparentées, les coûts relatifs à ces produits et services et une évaluation de la juste valeur marchande de ces produits et services.⁴⁵⁶

⁴⁵¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 33.

⁴⁵² AIEQ-1, Mémoire de preuve de M. Robert Gagné, 7 février 2001, paragraphe 18.

⁴⁵³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

⁴⁵⁴ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

⁴⁵⁵ Décision D-2000-48, 29 mars 2000, pages 20 à 23.

⁴⁵⁶ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 20.

Afin d'inciter Hydro-Québec à fournir une telle étude, OC est d'avis que la Régie ne devrait accorder à TransÉnergie que la moitié des charges de services partagés ou corporatives demandées pour l'année 2001, soit un total d'environ 180 M\$.⁴⁵⁷

OC perçoit deux enjeux :

- déterminer si les services offerts par le centre corporatif d'Hydro-Québec sont tous utiles et nécessaires à la prestation du service de transport et sinon, lesquels le sont;
- pour les services utiles et nécessaires à la prestation du service de transport, quelle est leur juste valeur marchande et combien Hydro-Québec facture-t-elle à TransÉnergie?⁴⁵⁸

Les consommateurs québécois n'ont pas à supporter, dans leurs tarifs, des services qui ne leur sont pas utiles, simplement parce qu'ils font partie des charges corporatives. La Régie doit se satisfaire en premier lieu de la pertinence, pour la clientèle assujettie, de payer pour ces services, quel que soit le fournisseur. Selon OC, TransÉnergie n'a pas passé le premier test, à savoir la démonstration que les charges corporatives étaient toutes utiles et nécessaires à la prestation du service de transport.

Le transporteur réplique que la demande à l'effet que les dépenses demandées soient réduites de 50 % est étrangement arbitraire et excessive compte tenu de la preuve déposée par la demanderesse et de la faiblesse des arguments présentés par OC pour la justifier.⁴⁵⁹

STOP/S.É. recommande que la Régie demande à Hydro-Québec de produire à l'avenir, dans les causes tarifaires de TransÉnergie, un dossier qui quantifie et décrive ses dépenses en environnement et en recherche-développement, qu'il s'agisse de dépenses immobilisées ou de dépenses d'opérations, en faisant les liens requis avec les renseignements non quantifiés fournis au Rapport annuel et au Rapport de performance environnementale annuel d'Hydro-Québec.⁴⁶⁰

L'intervenant note qu'Hydro-Québec a fourni des précisions quant aux dépenses environnementales et aux objectifs environnementaux.⁴⁶¹ Selon STOP/S.É., il serait donc relativement facile pour elle de faire une corrélation entre les coûts environnementaux et les activités citées au Rapport de performance environnementale et de présenter le détail au dossier tarifaire.

⁴⁵⁷ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 21.

⁴⁵⁸ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 25.

⁴⁵⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 54.

⁴⁶⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 95 et 96.

⁴⁶¹ STOP/S.É., document 1, pages 26 à 28.

L'information pourrait prendre la forme d'un chapitre distinct à l'intérieur de la proposition tarifaire qui mettrait en évidence les enjeux du développement durable ainsi que les efforts d'Hydro-Québec pour intégrer le développement durable à chacune des composantes de la structure tarifaire proposée. Aucune rubrique ne devrait être priorisée à l'intérieur de ce chapitre.

Selon l'expert de STOP/S.É., le niveau d'effort environnemental semble acceptable et même important.⁴⁶²

Selon le **RNCREQ**, les dons et les commandites culturelles devraient être exclus des charges du transporteur. Certaines charges corporatives incluent des éléments qui devraient demeurer dans Hydro-Québec corporatif puisque aucune explication n'est donnée pour justifier leur inclusion.

De plus, les charges légales et réglementaires devraient être allouées directement aux services concernés. Les coûts des dossiers 3405 et 3401 sont des coûts de transport, ainsi qu'une partie des coûts de l'audience sur l'article 167 de la Loi, alors que les coûts des dossiers des avis sur l'énergie éolienne et la petite hydraulique de même que ceux des dossiers du tarif interruptible et des électrotechnologies ne le sont pas.⁴⁶³

4.2.2.2 Opinion de la Régie

La Régie a réitéré à plusieurs reprises ses attentes dans ses demandes d'information. La Régie a demandé que l'information fournie comprenne une année historique, une année de base et une année témoin projetée. L'information fournie pour 1997 et pour l'année historique 1999 a une valeur moindre que ce qui était attendu.

La Régie considère que le transporteur n'a pas soumis, compte tenu des commentaires déjà faits sur la qualité de l'information, une preuve convaincante à l'effet que le niveau de dépenses demandé lui est nécessaire afin d'assurer le coût de la prestation de service s'élevant au montant de 1 238,9 M\$.

Dans le cadre du premier dossier tarifaire de transport, la Régie s'est penchée plus particulièrement sur l'évolution des charges d'exploitation totalisant 601,5 M\$, c'est-à-dire le regroupement de l'ensemble des dépenses nécessaires à la prestation du service de

⁴⁶² NS, 4 mai 2001, volume 18, page 28.

⁴⁶³ RNCREQ-1, page 69.

transport, à l'exception des charges d'amortissement, des taxes et des achats de services de transport.

Charges d'exploitation

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Charges brutes directes, charges brutes de services partagés ⁴⁶⁴ et frais corporatifs	512,7 M\$ ⁴⁶⁵	547,0 M\$ ⁴⁶⁶	601,4 M\$ ⁴⁶⁷	88,7 M\$ ⁴⁶⁸

Selon la demande du transporteur dans le présent dossier, les charges d'exploitation de TransÉnergie passent de 512,7 M\$ à 601,5 M\$ entre 1999 et 2001, soit une augmentation de 18 %, dont 10 % pour la période 2000-2001. L'augmentation demandée est beaucoup plus importante que l'inflation cumulée sur la période qui est de 3,9 %.⁴⁶⁹

L'analyse des charges d'exploitation peut se réaliser selon deux approches : une approche globale et une approche détaillée qui consiste à analyser chacun des grands postes de dépenses présentés. Une approche en détail serait préférable étant donné qu'il s'agit d'un premier dossier tarifaire pour le transporteur. Cependant, la qualité de l'information présentée dans le dossier limite le choix de la Régie.

Les changements de méthodologie d'imputation à TransÉnergie ou à d'autres unités complexifient, selon la Régie, l'examen de la proposition. De plus, dans le processus de séparation fonctionnelle, l'adaptation de l'information a enlevé de la valeur probante à l'information historique soumise à titre de base d'évaluation des projections soumises pour 2001. Placée devant des informations hétéroclites, la Régie choisit d'utiliser une approche globale pour évaluer la raisonnable des charges.

L'article 49 de la Loi, 1^{er} alinéa, 2^e paragraphe, prévoit que la Régie doit déterminer les montants globaux de dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service. C'est dans cette perspective que la Régie a étudié les postes des dépenses du transporteur.

⁴⁶⁴ Bien que la preuve d'Hydro-Québec fasse alternativement référence aux services facturés et aux charges brutes de services partagés, nous utilisons ici uniquement le terme charges brutes de services partagés.

⁴⁶⁵ Détaillé à HQT-13, document 1, page 57.

⁴⁶⁶ Détaillé à HQT-13, document 1, page 56.

⁴⁶⁷ Détaillé à HQT-13, document 1, page 54.

⁴⁶⁸ Détail de la différence à la pièce HQT-13, document 1, page 58.

⁴⁶⁹ HQT-13, document 1, page 29; 2000=2,2 % et 2001=1,7 %.

La Régie constate que les données historiques de 1999 présentées sont établies selon des méthodes de calcul moins précises et différentes de celles utilisées pour l'année 2001.

La Régie remarque aussi que les frais corporatifs fluctuent beaucoup entre 1999 et 2000 et que les changements de méthodologie sont invoqués pour justifier cette fluctuation.

La Régie n'est pas convaincue que le montant global présenté comme charges d'exploitation, soit 601,5 M\$, est nécessaire pour assumer le coût de prestation de service. La croissance de ces charges entre 1999 et 2001, soit 18 %, est très élevée. Les charges relatives aux télécommunications n'ont pas été justifiées de façon complète et satisfaisante aux yeux de la Régie.

Face à un manque de données fiables correspondant aux critères établis dans la décision D-99-120, la Régie choisit, pour les fins de la présente cause, d'utiliser les données globales du budget 2000 ajusté. Ainsi, la Régie approuve des charges d'exploitation de 568 M\$ pour 2001, soit le montant fourni de 547 M\$ des charges directes, charges brutes de services partagés et frais corporatifs de l'année 2000,⁴⁷⁰ ajusté pour l'inflation⁴⁷¹ (1,7 %) et la variation du niveau d'activités calculé par la Régie selon l'évolution de la pointe annuelle⁴⁷² (2,1 %).

Charges d'amortissement, taxes et services de transport

Les charges d'amortissement, au montant de 448 M\$, forment une part importante du revenu requis, mais ce sont des charges qui découlent de décisions passées d'inclure des immobilisations dans la base de tarification. Les taxes varient en fonction de la valeur des ventes, de la valeur des immeubles attribués au transporteur et de la variation du montant de la taxe sur le capital.

Dans le cas de l'amortissement et des taxes au montant de 184 M\$, la Régie constate que les variations sont peu importantes, soit respectivement de 3 % et de 4 % si on considère la période 1999-2001.

La Régie reconnaît que les achats de services de transport, au montant de 5 M\$, sont utiles pour la prestation du service.

⁴⁷⁰ HQT-13, document 1, page 56; charges directes 213,3 M\$, charges brutes de services partagés 284,5 M\$, frais corporatifs 49,2 M\$.

⁴⁷¹ HQT-13, document 1, page 29.

⁴⁷² HQT-13, document 1.1, page 35; 2000=34 842 MW, 2001=35 570 MW.

La Régie approuve les montants demandés des charges d'amortissement, taxes et charges relatives aux contrats de transport, ci-dessus mentionnés.

La Régie considère, à la suite de l'appréciation de l'ensemble de la preuve, que ce montant global de dépenses, au montant de 1 205,5 M\$, est suffisant pour permettre au transporteur d'assumer le coût de la prestation de service.

La Régie ordonne au transporteur, pour le prochain dossier tarifaire, que l'information soumise pour justifier le niveau de dépenses requis soit présentée au complet et en temps opportun, en plus de porter sur l'année historique, l'année de base et l'année témoin projetée, tel que défini dans la décision D-99-120. En cas de changement de méthodologie, le transporteur devra justifier ce changement et indiquer les résultats avec et sans modification.

ANNEXE 6

Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du coût de service selon le transporteur

<i>En millions \$</i>	<i>1999⁴⁷³</i>	<i>2000⁴⁷⁴</i>	<i>2001⁴⁷⁵</i>	<i>Différence 99-2001⁴⁷⁶</i>
Charges directes	203,1	213,3	238,8	35,7
Charges brutes directes	375,0	321,7	347,2	(27,8)
Coûts capitalisés ou facturés	(120,0)	(68,0)	(68,0)	52,0
Facturation interne émise	(39,0)	(28,3)	(28,3)	10,7
Autres produits d'exploitation - Facturation externe	(2,0)	(1,2)	(1,2)	0,8
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	<u>(10,9)</u>	<u>(10,9)</u>	<u>(10,9)</u>	<u>0,0</u>
Charges brutes de services partagés – facturation interne	273,6	284,5	318,0	44,4
DPTI	150,9	157,3	195,0	44,1
DPAS	71,4	75,6	74,0	2,6
Autres	<u>51,3</u>	<u>51,6</u>	<u>49,0</u>	<u>(2,3)</u>
Frais corporatifs – charges imputées	36,0	49,2	44,6	8,6
<i>Sous-total</i>	<i>512,7</i>	<i>547,0</i>	<i>601,4</i>	<i>88,7</i>
<i>Charges d'exploitation</i>				
Charges d'amortissement	433,0	434,0	447,8	14,8
Taxes	177,1	179,0	184,1	7,0
Achats de services de transport	4,0	5,5	5,5	1,5
Total	1 126,8	1 165,5	1 238,8	112,0

⁴⁷³ HQT-13, document 1, page 57.

⁴⁷⁴ HQT-13, document 1, page 56.

⁴⁷⁵ HQT-13, document 1, page 54.

⁴⁷⁶ HQT-13, document 1, page 58.

4.3. BASE DE TARIFICATION

4.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** demande que soient approuvés les éléments constituant sa base de tarification, soit les immobilisations en exploitation, au montant projeté de 14 108 316 000 \$, les dépenses non amorties et autres actifs, au montant projeté de 196 042 000 \$, de même qu'un fonds de roulement réglementaire de 145 917 000 \$.⁴⁷⁷ Cette base de tarification a été établie selon la méthode des 13 soldes mensuels consécutifs.⁴⁷⁸

Le total de la base de tarification de l'année témoin projetée 2001 s'élève, en moyenne, à 14 450 273 000 \$, comparativement à une base de tarification théorique de 14 346 124 000 \$ en 2000.

La base de tarification projetée de 2001 pour le service de transport d'électricité d'Hydro-Québec a été calculée à partir des éléments suivants :

- le coût des immobilisations de transport en exploitation au 31 décembre 2000, projeté à partir des données réelles sommaires au 31 décembre 1999, tel que présenté à la pièce HQT-7, document 3;
- l'amortissement cumulé des immobilisations de transport en exploitation au 31 décembre 2000;
- le coût mensuel des mises en exploitation et, s'il y a lieu, des retraits de 2001;
- l'amortissement de l'année 2001;
- le fonds de roulement réglementaire, composé de l'encaisse et de la valeur des matériaux, combustibles et fournitures;
- les frais reportés, essentiellement la charge de retraite et les coûts des mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif, et le solde du remboursement à recevoir du gouvernement du Québec à la suite du verglas de 1998.⁴⁷⁹

Puisque la présente cause tarifaire constitue une première pour le transporteur, ce dernier présente, pour les deux années précédant l'année témoin projetée 2001, des bases de tarification « *théoriques* »⁴⁸⁰, afin de faciliter la comparaison⁴⁸¹.

⁴⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 98.

⁴⁷⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

⁴⁷⁹ HQT-7, document 1, page 2.

⁴⁸⁰ HQT-7, documents 2.1 et 2.2.

⁴⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

Le transporteur allègue avoir identifié les actifs de transport conformément à la Loi, appuyé par les règles de partage décrites dans sa demande.⁴⁸²

Immobilisations en exploitation

Les immobilisations en exploitation constituent la partie la plus importante de la base de tarification du **transporteur**. Elles sont constituées de quatre catégories principales, soit les postes, les lignes, les autres actifs de réseau et les actifs de soutien.⁴⁸³

Le transporteur présente la liste détaillée des immobilisations en exploitation au 31 décembre 1999 à la pièce HQT-7, document 3.1.

Les actifs de transport ont été initialement identifiés au 31 décembre 1999.⁴⁸⁴

Les immobilisations « *Actifs de soutien* » font référence au poste « *Autres* », que l'on retrouve sous la rubrique Immobilisations aux états financiers consolidés d'Hydro-Québec. Ces actifs ont été attribués à chaque unité en fonction de l'utilisation. Ces transferts se sont appuyés sur des ententes conclues entre les unités qui cédaient les actifs et celles qui les recevaient, et sont la résultante de l'application des règles de partage des actifs suivantes :⁴⁸⁵

- propriétés générales : selon l'utilisateur de la propriété en fonction du type de propriété et de sa localisation. Celles qui étaient utilisées exclusivement par TransÉnergie lui ont été transférées automatiquement tandis que celles dont l'usage est mixte ont été transférées à TransÉnergie dans la mesure où elle en est l'utilisateur principal (avec facturation interne aux autres utilisateurs s'il y a lieu);
- matériel, outillage et propriétés générales de l'Institut de recherche : les laboratoires « *Grande puissance* » et « *Haute tension* » ont été attribués à l'unité TransÉnergie en raison de leur rôle primordial dans le développement des lignes à haute tension et à courant continu;
- matériel roulant : selon l'analyse effectuée de l'utilisation selon les parcs automobiles et numéros de véhicules;
- outils et instruments de travail : selon le nombre d'employés de métiers et techniciens;
- équipement de laboratoire de vérification : selon le nombre d'employés techniciens;
- équipement informatique : selon l'inventaire du parc informatique et l'analyse des logiciels.

⁴⁸² HQT-7, document 1.1.

⁴⁸³ HQT-7, document 1, page 4.

⁴⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

⁴⁸⁵ HQT-7, document 1.1; HQT-13, document 1.1, pages 2 et 4.

Le transporteur réfère⁴⁸⁶ au « *Rapport des vérificateurs sur les immobilisations attribuées à la division TransÉnergie* » du 7 avril 2000⁴⁸⁷ qui déclare que :

« le solde de 14 098 millions de dollars donne, à tous les égards importants, une image fidèle des immobilisations inscrites aux registres comptables d'Hydro-Québec et attribuées à TransÉnergie, division d'Hydro-Québec, au 31 décembre 1999, calculé selon le document "Règles de partage du transfert des actifs pour les états financiers par unité d'affaires au 30 septembre 1998" »

Le transporteur mentionne que :

*« conformément [au] nouvel article 164.1 de la Loi, elle n'a pas autrement cherché à démontrer le caractère utile de ces actifs de transport ou s'ils ont été prudemment acquis. La présomption de ce nouvel article 164.1 de la Loi quant à l'utilité et à la prudence des immobilisations de transport d'électricité bénéficie au transporteur d'électricité dès qu'il a démontré, comme l'avait d'ailleurs mentionné la Régie dans sa décision D-2000-102, que les actifs inclus dans la base de tarification font partie du réseau de transport d'électricité et qu'ils sont inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. »*⁴⁸⁸

L'ACEF de Québec remet en question la méthodologie de séparation des coûts de TransÉnergie.⁴⁸⁹

Selon cette intervenante, le fait que les actifs soient inscrits aux registres comptables ne prouve pas que leur allocation aux différentes unités soit juste et équitable, en absence nommément de vérification externe strictement indépendante.⁴⁹⁰ La répartition des CUP entre les unités administratives d'Hydro-Québec s'est faite manuellement, laissant place à un certain arbitraire et à la possibilité d'interfinancement des coûts au détriment des activités réglementées.⁴⁹¹ L'évaluation des actifs propres à TransÉnergie par le personnel d'Hydro-Québec laisse place à la même critique.

Selon l'intervenante, l'évaluation de la base de tarification de TransÉnergie devra faire l'objet d'une vérification exhaustive et indépendante. Considérant la possibilité d'interfinancement et l'importance des coûts de capital et des profits (80 % des revenus requis de TransÉnergie en 2001), cela apparaît une étape essentielle.⁴⁹²

⁴⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 100.

⁴⁸⁷ HQT-7, document 3.2.

⁴⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 22.

⁴⁸⁹ ACEF-1, pages 21 et 22.

⁴⁹⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 27.

⁴⁹¹ ACEF-1, pages 21 et 22.

⁴⁹² ACEF-1, page 71.

OC mentionne que l'historique réglementaire étant très réduit et en raison de changements comptables survenus dans les livres de la société intégrée Hydro-Québec, on ne peut s'assurer de façon satisfaisante que l'évolution de la base de tarification entre 1997 et 2001 est bien justifiée. Malgré cela, l'article 164.1 de la Loi présume prudemment acquis et utiles les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. Cette présomption règle le débat à cet égard.⁴⁹³

Additions aux immobilisations

Pour l'année 2001, le **transporteur** présente des prévisions d'additions totales de 984,7 M\$ dont il soustrait une réserve de contingence de 160,3 M\$.⁴⁹⁴ Les additions nettes de 824,4 M\$ sont incluses dans le total des immobilisations en exploitation.⁴⁹⁵

La réserve de contingence négative tient compte des aléas reliés aux délais d'obtention des décrets d'autorisation et autres changements possibles dans le rythme de réalisation des projets, ainsi que de l'expérience.⁴⁹⁶

Selon le transporteur :

« Jusqu'à l'entrée en vigueur du premier règlement pris par la Régie en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73 de la Loi (le Règlement de l'article 73) :

"les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et ladite date d'entrée en vigueur du Règlement de l'article 73, les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par la Loi ou par le gouvernement conformément à la Loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et ladite date d'entrée en vigueur du Règlement de l'article 73 par le gouvernement conformément à la Loi, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport d'électricité, pour l'application du paragraphe 1^o du premier alinéa de l'article 49". »⁴⁹⁷

Le transporteur ajoute :

« Cet article de la Loi n'exige pas que tous les actifs y mentionnés soient obligatoirement en exploitation. »⁴⁹⁸

⁴⁹³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 5.

⁴⁹⁴ HQT-7, document 4.2, page 4.

⁴⁹⁵ HQT-7, document 2, page 2.

⁴⁹⁶ HQT-7, document 4.2.3.

⁴⁹⁷ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 71.

⁴⁹⁸ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 71.

Le 21 novembre 2000, le transporteur mentionne⁴⁹⁹ que seuls les projets qui ne sont pas exemptés de l'application de l'alinéa 7, de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qui n'auraient pas déjà reçu l'approbation du gouvernement en vertu de cette disposition de la *Loi sur Hydro-Québec* avant l'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1°, du premier alinéa de l'article 73 de la Loi, ne seraient pas réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité au sens de l'article 164.1 de la Loi.

Les projets de construction d'immeubles qui requièrent une autorisation préalable du gouvernement en vertu de l'alinéa 7 de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* sont ceux décrits au Décret numéro 554-81 du 25 février 1981.⁵⁰⁰

Toujours au 21 novembre 2000, le transporteur était à revoir les projets d'investissement 2001 connus à ce jour afin de déterminer ceux qui n'étaient pas exemptés de l'application de l'alinéa 7 de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qui n'avaient pas encore reçu l'autorisation préalable du gouvernement.⁵⁰¹

Au 21 décembre 2000, le transporteur identifiait six projets pour lesquels l'autorisation préalable du gouvernement n'était pas encore octroyée. Ce sont les suivants⁵⁰² :

Boucle montréalaise	82,9 M\$
Boucle outaouaise	172,3 M\$
Poste Hertel	4,1 M\$
Renforcement des réseaux régionaux	10,0 M\$
Poste La Baie	7,8 M\$
Grand-Brûlé/Saint-Sauveur	0,4 M\$
Total	277,5 M\$

Selon le transporteur, il n'est donc pas requis de déposer des informations pour que la Régie vérifie la justesse et l'opportunité des investissements envisagés puisque toutes les additions en 2001 sont reconnues comme étant prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de transport en vertu de l'article 164.1, de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et du décret 554-81, sauf pour six projets qui devraient être autorisés par le gouvernement et donc obtenir le même statut.⁵⁰³

⁴⁹⁹ HQT-13, document 1.1, page 21.

⁵⁰⁰ HQT-13, document 18.1 en liasse.

⁵⁰¹ HQT-13, document 1.1, page 21.

⁵⁰² HQT-7, document 4.2, page 4.

⁵⁰³ HQT-13, document 1.2, pages 14 à 16.

Au 14 mai 2001, lors du dépôt de la preuve, cinq des six projets n'avaient pas obtenu le décret demandé, soit la boucle monterégienne, le poste Hertel, la boucle outaouaise, le renforcement des réseaux régionaux et le poste Grand-Brûlé/Saint-Sauveur⁵⁰⁴. Une réserve de contingence de 100 M\$ est liée à ces projets.⁵⁰⁵

Au 9 août 2001, lors du dépôt de l'argumentation du transporteur, le premier règlement pris en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73 auquel l'article 164.1 de la Loi fait référence n'était pas encore en vigueur. Le transporteur indiquait alors qu'il ne pouvait donc préciser quels projets, le cas échéant, n'auront pas reçu l'approbation préalable du gouvernement en temps opportun pour l'application de l'article 164.1 de la Loi.⁵⁰⁶

L'ACEF de Québec remet en question le niveau des additions. L'utilité et le caractère raisonnable des additions n'ont pas été démontrés. Il y a présentement une surcapacité du réseau de transport et d'autres moyens devraient être étudiés pour répondre à la hausse de la demande d'électricité.⁵⁰⁷

ARC-FACEF-CERQ demande à la Régie de refuser le projet Grand-Brûlé-Vignant, inclus dans les additions projetées. Il mentionne que ce projet est maintenant rejeté par le gouvernement. Il allègue que la Régie se doit aussi de remettre en question la présence, dans la base de tarification, de projets non encore approuvés ou dont la date de mise en exploitation et l'utilisation finale ne sont pas encore connues et validées.⁵⁰⁸

Le RNCREQ demande à la Régie de retirer de la base de tarification 2001 les six additions qui ne sont pas couvertes par l'article 164.1, à moins que leur justification soit faite, puisque aucune démonstration n'a été faite de la prudence de ces investissements et de leur utilité pour l'exploitation du réseau.⁵⁰⁹

Dépenses non amorties et autres actifs

Selon le transporteur, les dépenses non amorties et autres actifs comprennent⁵¹⁰ :

- les frais reportés relatifs à la charge de retraite qui ont été attribués au transporteur selon la proportion de ses salaires de base par rapport aux salaires de base totaux d'Hydro-Québec dans son ensemble, pour 20 302 000 \$;

⁵⁰⁴ HQT-7, document 4.2.1.

⁵⁰⁵ HQT-7, document 4.2.4.

⁵⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 21.

⁵⁰⁷ ACEF de Québec-1, page 51.

⁵⁰⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 13.

⁵⁰⁹ RNCREQ-18, 7 février 2001, pages 62 et 63.

⁵¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 101.

- le **montant reporté relatif aux mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif** qui a été attribué aux unités d'affaires en fonction des engagements pris à cet égard par chacune de celles-ci, pour 7 348 000 \$;
- le **remboursement gouvernemental à recevoir à la suite du verglas de 1998** qui a été attribué selon la proportion du coût net de rétablissement du réseau de transport inclus dans le protocole d'entente avec le gouvernement, pour 167 415 000 \$;
- les **frais de développement**, pour 975 000 \$.

Le transporteur allègue que les dépenses non amorties et autres actifs ont été attribués selon les principes et méthodes décrits à la page 3 de la pièce HQT-7, document 1. Toutes les règles d'allocation proposées sont pertinentes et équitables pour l'ensemble des unités d'affaires. Chaque type de dépenses non amorties a été étudié et Hydro-Québec a évalué pour chacune d'elles la meilleure méthode d'allocation possible afin de respecter la notion d'équité envers les unités d'affaires.

Fonds de roulement réglementaire

Le fonds de roulement réglementaire présenté par le **transporteur** se compose du poste « *Matériaux et Fournitures* » pour 92,9 M\$ et du poste « *Encaisse réglementaire* » pour 53 M\$, selon la moyenne des 13 soldes mensuels.

Hydro-Québec identifie pour chaque unité d'affaires les matériaux et fournitures en stock lui appartenant. Ce solde se compose de quincaillerie de pylônes, matériel de postes, équipement de sécurité, pompes, compresseurs, quincaillerie de lignes, isolateurs/raccords, disjoncteurs et divers.⁵¹¹

L'étude « *lead-lag* » présentée à l'appui de la demande du transporteur a pour objectif d'évaluer le niveau d'encaisse nécessaire à un organisme réglementé pour l'exercice de ses activités courantes. Cette valeur est incluse dans la base de tarification et rémunérée au même titre que les investissements dans le réseau, puisqu'elle représente les fonds requis par l'entité pour le financement de ses activités courantes.⁵¹² Le niveau d'encaisse réglementaire est fonction :

- des ventes;
- des charges d'exploitation et d'entretien du réseau de transport;
- de la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut, les taxes foncières et la part des redevances à la Régie;
- de l'effet des taxes à la consommation.

⁵¹¹ HQT-13, document 1, page 49.

⁵¹² HQT-7, document 5.1, page 2.

Le transporteur bénéficie d'une gestion intégrée de l'encaisse, ce qui fait qu'il n'y a pas d'échange réel d'argent entre le transporteur et son client. Donc le délai d'encaissement des revenus est théorique pour le service de transport offert à Hydro-Québec. L'encaissement et le décaissement des charges d'exploitation et d'entretien, des taxes et redevances et l'effet des taxes à la consommation sont tous gérées par Hydro-Québec.⁵¹³

Si le transporteur était une entité juridique reconnue, il devrait se conformer au contrat de service de transport et, en ce sens, la méthode de calcul d'un délai d'encaissement des revenus serait basée sur les transactions monétaires réelles avec le distributeur. Le délai d'encaissement se transformerait en délai de décaissement pour le distributeur, ce qui assurerait un traitement équitable des coûts.⁵¹⁴

OC demande à la Régie de ne pas accorder de fonds de roulement réglementaire à TransÉnergie, vu le niveau raisonnable des liquidités de l'entreprise. OC rappelle que ces liquidités proviennent des clients dans les années précédentes et que ceux-ci n'ont pas pour autant reçu de rémunération.

Toutefois, si la Régie accepte la pertinence d'un fonds de roulement réglementaire, OC demande qu'Hydro-Québec soit tenue de calculer, en fermeture réglementaire de ses livres, les délais réels pour l'ensemble des lignes de dépenses et de revenus applicables. L'intervenante demande également que l'étude « *lead/lag* » soit présentée sous le même format que celle de Gazifère. OC recommande aussi à la Régie d'accepter la proposition d'Hydro-Québec portant sur les taxes de vente fédérale et provinciale et de prévoir une provision pour mauvaises créances dans le fonds de roulement réglementaire.⁵¹⁵

Le **transporteur** réplique qu'une entreprise sainement gérée du point de vue financier se dotera toujours d'un niveau d'encaisse suffisant pour répondre aux exigences quotidiennes de ses activités et que c'est le cas d'Hydro-Québec.

De plus, le transporteur allègue que le lien établi par OC entre le niveau de liquidités de l'entreprise et le fonds de roulement réglementaire résulte vraisemblablement d'une incompréhension du rôle de ce dernier.⁵¹⁶

⁵¹³ HQT-7, document 5, page 3.

⁵¹⁴ HQT-13, document 1, page 50.

⁵¹⁵ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, pages 6 à 8.

⁵¹⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 53.

4.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre du premier dossier tarifaire du transporteur, la Régie doit identifier les immobilisations de transport qui feront partie de la base de tarification initiale du transporteur.

L'article 164.1 de la Loi se lit comme suit :

« Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur ou du distributeur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73), les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par loi ou par le gouvernement conformément à la loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73) par le gouvernement conformément à la loi. »

Actifs en exploitation inscrits aux registres du transporteur au 16 juin 2000

Selon la Régie, le dossier soumis par le transporteur est incomplet quant à la preuve requise pour l'application de l'article 164.1 de la Loi. En effet, bien que le transporteur ait présenté un rapport de son vérificateur certifiant que « le solde de 14 098 millions de dollars donne, à tous les égards importants, une image fidèle des immobilisations inscrites aux registres comptables d'Hydro-Québec et attribuées à TransÉnergie, division d'Hydro-Québec, au 31 décembre 1999 », et qu'il plaide la présomption de l'article 164.1, aucune certification n'est présentée pour les actifs en exploitation au 16 juin 2000.

Actifs en exploitation inscrits aux registres du transporteur entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement

Le transporteur n'a pas fait la preuve spécifique que les actifs mis en exploitation entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement étaient bien inscrits à ses registres.

Cependant, après examen des données au 30 juin 2000 et des additions subséquentes, la Régie constate que les montants en cause sont raisonnables.

La Régie reçoit favorablement la demande du transporteur et accepte l'identification des immobilisations de transport présentée par le transporteur avec les exceptions mentionnées à

le point suivant « *Actifs dont la construction est autorisée ou exempte avant ou après le 16 juin 2000* ».

Actifs dont la construction est autorisée ou exempte avant ou après le 16 juin 2000

La Régie considère que les additions aux immobilisations des années 2000 et 2001 doivent, en vertu de l'article 164.1, être reconnues prudemment acquises et utiles dans la mesure où elles correspondent à des projets autorisés par le gouvernement ou exemptés d'autorisation avant le 20 septembre 2001, pour les additions supérieures à 25 M\$, ou le 1^{er} janvier 2002, pour les autres additions, date de mise en vigueur d'une partie du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73.

L'établissement d'une base de tarification projetée nécessite, selon la pratique usuelle en régulation économique, un examen de la justesse des projections. Au cours du processus d'étude du dossier tarifaire du transporteur, l'année témoin projetée est devenue une année réelle.

Le fait de se limiter à l'information disponible au moment de la préparation de la preuve est une règle de base utile pour éviter que l'examen réglementaire ne soit trop lourd. Cependant, à titre exceptionnel, la prise en compte de l'ensemble des informations disponibles, incluant celles devenues disponibles pendant l'audience, s'impose pour évaluer le caractère représentatif des données de l'année témoin projetée.

Au 14 mai 2001, lors du dépôt de la preuve, cinq projets n'avaient pas obtenu le décret demandé, soit la boucle montréalaise, le poste Hertel, la boucle outaouaise, le renforcement des réseaux régionaux et le poste Grand-Brûlé/ Saint-Sauveur.⁵¹⁷ Une réserve de contingence de 100 M\$ est liée à ces projets.⁵¹⁸

La Régie constate que dans le cas des additions présentées sans décret d'approbation, aucune preuve de l'utilité et de la prudence d'acquisition non plus qu'aucune alternative, documentation ou critère, n'est incluse au dossier tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2000-214.

Le transporteur admet que ces immobilisations ne seront pas en exploitation en 2001. Toutefois, la demande n'a pas été modifiée pour les retirer des additions aux immobilisations pour l'année 2001.⁵¹⁹

⁵¹⁷ HQT-7, document 4.2.1.

⁵¹⁸ HQT-7, document 4.2.4.

⁵¹⁹ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 303.

« il n'y a pas d'ajustement de la base de tarification, ni à la baisse, ni à la hausse, il y a des projets qui ne se font pas, il y a des projets qui n'étaient pas prévus qui vont se faire. Et je ne viens pas vous présenter les projets qu'on n'avait pas prévus puis qu'on va faire et j'imagine que c'est un package ça, c'est ça l'année-témoin projetée »⁵²⁰

Le transporteur s'est engagé à faire parvenir à la Régie et aux intervenants tout décret autorisant la construction des actifs identifiés ci-dessus.⁵²¹ La Régie n'en a reçu aucun.

La Régie constate que les cinq projets qui n'ont pas obtenu de décret ne sont pas exemptés d'autorisation, ni n'ont été autorisés par loi ou par le gouvernement. Ils ne bénéficient donc pas de la présomption prévue à l'article 164.1 de la Loi. Il ressort de la preuve qu'ils ne seront pas mis en exploitation en 2001. La Régie considère que l'admission du transporteur justifie leur exclusion des immobilisations en exploitation.

Étant donné qu'une partie de la réserve de contingence est directement liée à ces projets, la Régie modifie le montant de la réserve de contingence à 60,3 M\$. L'effet total de ces modifications est une diminution de 169,7 M\$ du total des additions aux immobilisations, qui s'élève, après modification, à 654,7 M\$.

	<i>Brut</i>	<i>Réserve de contingence</i>	<i>Net</i>
Additions demandées	984,7 M\$	(160,3 M\$)	824,4 M\$
Projets non approuvés	(269,7 M\$)	100,0 M\$	(169,7 M\$)
Régie	715,0 M\$	(60,3 M\$)	654,7 M\$

Dépenses non amorties et autres actifs

La Régie constate que les montants des dépenses non amorties et autres actifs n'ont pas été contestés et qu'ils comptent pour moins de 1 % du total de la base de tarification.

Étant donné qu'ils sont présentés selon les conventions comptables, soumises et approuvées au chapitre 4.1 de la présente décision, la Régie approuve leur inclusion dans la base de tarification.

Fonds de roulement réglementaire

Le poste «*Matériaux et Fourniture*» n'a fait l'objet d'aucune opposition de la part des intervenants. Aucune autre méthode n'a été proposée et toute modification potentielle de la

⁵²⁰ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 303.

⁵²¹ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 302.

méthode de calcul aurait un impact peu important étant donné que cet élément compte pour moins de 1 % de la base de tarification.

La Régie approuve le fonds de roulement proposé étant donné que l'article 49, alinéa 1, paragraphe 1 de la Loi mentionne qu'elle doit tenir compte du fonds de roulement requis pour l'exploitation du réseau. La Régie juge raisonnable la méthode d'établissement du fonds de roulement et les montants proposés.

La Régie approuve donc l'inclusion d'un fonds de roulement réglementaire dans la base de tarification.

4.4. TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

Le transporteur considère qu'un taux de rendement sur sa base de tarification, de l'ordre de 10,0 %, serait juste et raisonnable pour l'année témoin 2001.⁵²² La Régie, relativement à la preuve qui sera présentée dans les sections suivantes, accorde un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de 9,72 %.

4.4.1. LA STRUCTURE DE CAPITAL

4.4.1.1 Position des parties

Dans sa demande révisée d'août 2000, le **transporteur** projette, pour l'année témoin 2001, d'utiliser, pour le financement de la base de tarification du transporteur, une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres.⁵²³

La position du transporteur concernant sa structure de capital comporte deux volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. Ces volets concernent l'utilisation d'une structure de capital présumée en lieu et place d'une structure de capital réelle et l'évaluation des risques auxquels est exposé le transporteur afin de déterminer la proportion d'avoir propre dans la structure de capital.

Structure de taux de capitalisation

Hydro-Québec affirme qu'il convient de déterminer une structure de capital adaptée à la situation spécifique du transporteur et répondant aux exigences financières de ce dernier. La structure présumée proposée est établie uniquement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des autres activités de l'entreprise qui présentent des caractéristiques fort différentes les unes des autres en matière de perspectives d'expansion et de risques. Elle affirme également que l'utilisation de sa structure de capital réelle, pour fixer le taux du coût en capital, pourrait lier le développement des activités réglementées sous examen à celui des autres activités de l'entreprise.⁵²⁴

Selon Hydro-Québec, une structure présumée permettrait de se calquer à une pratique utilisée par plusieurs entreprises et organismes de réglementation, lorsque les activités autres que celles qui sont sous examen occupent une place importante.⁵²⁵

⁵²² Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵²³ Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵²⁴ HQT-8, document 1, page 6.

⁵²⁵ HQT-8, document 1, page 7.

L'ACEF de Québec s'oppose à ce que soit utilisée une structure de capital présumée pour TransÉnergie qui diffère de la structure de capital réelle d'Hydro-Québec. Une telle structure présumée entraîne, selon l'intervenante, un taux de rendement sur la base de tarification plus élevé que ce que donnerait l'utilisation de la vraie structure de capital d'Hydro-Québec.⁵²⁶ L'intervenante affirme également qu'il faut trouver un moyen de définir un taux de capitalisation réel pour les activités réglementées et que, d'ici là, il faut utiliser le taux de capitalisation réel de Hydro-Québec pour l'ensemble de ses activités.⁵²⁷

L'approche retenue par les experts de la **Coalition industrielle**, les D^{rs} Booth et Berkowitz, consiste à procéder à l'évaluation de la structure de capital de TransÉnergie de la même manière que pour une compagnie privée qui devrait aller sur les marchés pour lever un financement par dette et avoir propre.⁵²⁸

Évaluation du risque global et avoir propre

Hydro-Québec mentionne qu'il est important de bien situer la nature des risques auxquels le transporteur est confronté et de prendre en compte qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité. Les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes, à savoir des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline. Le risque global auquel le transporteur fait face se subdivise en trois catégories : le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.⁵²⁹

Selon le transporteur, le risque d'affaires est essentiellement celui associé à la nature des activités de l'entreprise, à sa structure de coûts et à l'évolution de son marché. Dans le cas d'une entreprise réglementée comme le transporteur, le risque principal provient des écarts qui peuvent survenir entre les paramètres et hypothèses utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité.⁵³⁰

Le risque d'affaires du transporteur dû à la charge locale est mineur puisqu'il est implicitement transféré au distributeur. Les clients du service de transport point à point sont facturés en fonction d'un montant fixe, établi contractuellement, quelle que soit l'énergie transitée sur le réseau, en autant que la capacité réservée ne soit pas dépassée. Ceci fait en sorte que le transporteur est isolé des risques associés à l'utilisation de son réseau, en autant

⁵²⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 52.

⁵²⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 57.

⁵²⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 270 à 274.

⁵²⁹ HQT-8, document 1, page 9.

⁵³⁰ HQT-8, document 1, pages 9 et 10.

que ses clients demeurent solvables et que les contrats de service de transport point à point ferme soient reconduits.⁵³¹

Selon le transporteur, il reste cependant le risque sur la partie des revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement est incertain. Les contrats de service de transport point à point ferme ne sont pas nécessairement reconduits durant l'année témoin projetée. Au cours des trois dernières années, les réservations fermes ont fluctué entre 2705 MW et 4205 MW, ce qui représente une marge de l'ordre de 100 M\$. De plus, le transporteur prévoit également des revenus de la commercialisation de services de transport non ferme, revenus qui sont à risque de par la nature même du service. Les revenus des ventes de service de transport de point à point, de type ferme ou non ferme, représentent actuellement plus de 12 % des revenus totaux du transporteur, alors que 88 % de ses revenus proviennent de la clientèle québécoise.⁵³²

Un autre aspect du risque d'affaires est l'existence des risques naturels liés aux conditions climatiques difficiles qui rendent le réseau de transport vulnérable à des phénomènes naturels comme le verglas et les vents, et il demeure que ces risques peuvent, lorsqu'ils se manifestent, se traduire par des bris d'équipement et donc par des impacts financiers significatifs.⁵³³

Hydro-Québec a admis en audience, à propos du risque d'affaires de TransÉnergie, que celui-ci était significativement inférieur à celui des autres compagnies de services publics d'énergie :

*« [...] the business risk of TransÉnergie is materially below the average of that of energy utilities ».*⁵³⁴

Selon l'expert du transporteur, le D^r Roger Morin :

*« Finalement, dans mon témoignage, il est beaucoup question finalement des risques relatifs de TransÉnergie puis il est coutumier de distinguer le risque d'affaires du risque réglementaire et du risque financier. Alors, selon moi et selon mes collègues aussi, le risque d'affaires de TransÉnergie est relativement minime, c'est un peu comme un pass on, si vous voulez, des coûts, ça ressemble beaucoup au régime réglementaire de TransCanada Pipeline par exemple. »*⁵³⁵

⁵³¹ HQT-8, document 1, page 11.

⁵³² HQT-8, document 1, page 11.

⁵³³ HQT-8, document 1, page 12.

⁵³⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 131.

⁵³⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 46.

Quant au risque réglementaire, Hydro-Québec mentionne qu'il correspond à celui découlant de décisions de l'organisme réglementaire qui peuvent affecter le rendement de l'avoir propre de l'entreprise. Selon Hydro-Québec, ainsi que son expert, un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire pour l'activité transport d'Hydro-Québec plus élevé que pour la moyenne des entreprises réglementées, principalement à cause du caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec, du fait que la Régie de l'énergie n'a pas encore eu l'occasion d'étudier un dossier tarifaire en vertu du chapitre IV de la Loi et de la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec.⁵³⁶

Le risque financier, pour Hydro-Québec, est la conséquence de l'effet de levier du financement par la dette sur le risque d'affaires supporté par l'avoir propre.⁵³⁷ Comme la structure de capital proposée pour le transporteur se limite à 30 % d'avoir propre, un taux inférieur à la moyenne des entreprises de comparaison utilisées par le D^r Morin, Hydro-Québec prétend que le risque financier du transporteur sera plus élevé que dans le cas de la moyenne de ces entreprises.⁵³⁸

Selon l'expert, cet ensemble de facteurs fait de TransÉnergie une compagnie dont le risque global est d'ordre moyen. Au risque réglementaire plus élevé que la moyenne, on ajoute son risque financier légèrement supérieur à la moyenne, auxquels on soustrait son risque d'affaires plus bas que la moyenne.⁵³⁹

Le D^r Morin établit que la moyenne des entreprises canadiennes de comparaison pour le transporteur présente une structure de capital comportant 37 % d'avoir propre. Cette moyenne s'établit à 31 % dans le cas des entreprises à propriété gouvernementale (publiques) et à 47 % dans le cas des entreprises privées. Ainsi, à partir des entreprises de comparaison, l'expert suggère que la part de l'avoir propre dans la structure de capital du transporteur devrait se situer entre 30 % et 35 %, et il recommande le point milieu, soit 32,5 % d'avoir propre.⁵⁴⁰

Le transporteur propose une structure de capital présumée dont la portion d'avoir propre s'élève à 30 %. Il prend la borne inférieure de la fourchette recommandée par l'expert pour diminuer les impacts tarifaires.⁵⁴¹

⁵³⁶ HQT-8, document 1, pages 12 et 13; HQT-9, document 1, page 14.

⁵³⁷ HQT-8, document 1, page 13.

⁵³⁸ HQT-8, document 1, page 14.

⁵³⁹ HQT-9, document 1.1, page 22.

⁵⁴⁰ HQT-9, document 1, page 37.

⁵⁴¹ HQT-13, document 1, page 72.

Le transporteur affirme, en argumentation, que son expert et ceux de la Coalition industrielle s'entendent sur le fait qu'une fois approuvé par la Régie, le taux de capitalisation du transporteur doit demeurer stable.⁵⁴²

Le transporteur soutient que la présence de la garantie gouvernementale⁵⁴³ n'affecte aucunement l'analyse des risques globaux du transporteur. Le D^r Morin a précisé lors de l'audience que « *la garantie gouvernementale affecte le coût de la dette et le risque de la dette, ce qu'on appelle le "risk of default", la qualité de crédit du titre obligataire. Par contre, cette garantie n'a aucun impact sur le risque financier du transporteur, qui dépend de la volatilité du rendement des actions engendrée par la présence de coûts fixes reliés à la dette* », ce que le transporteur appelle également l'effet de levier financier. Le transporteur affirme que les experts Booth et Berkowitz souscrivent pleinement dans leur preuve à cette définition traditionnelle du risque financier, selon laquelle le risque financier est mesuré par l'effet de levier.^{544,545}

L'ACEF de Québec, considérant la garantie de prêt gouvernementale et les frais de garantie associés, la nature quasi-monopolistique du marché de l'électricité au Québec et la stabilité des revenus de Hydro-Québec, soutient que cette dernière peut maintenir un ratio d'avoir propre en regard des activités réglementées de 25 %, sans subir de baisse de cote de crédit et de hausse des frais de financement.⁵⁴⁶

Selon l'ACEF de Québec, la garantie gouvernementale accordée à Hydro-Québec constitue le déterminant principal de sa cote de crédit. Cette garantie élimine virtuellement tout risque de défaut de paiement de la part d'Hydro-Québec, ce qui implique que son risque financier est quasi nul et fait en sorte que son risque global demeure, selon l'intervenante, très faible.⁵⁴⁷

Le transporteur plaide en argumentation que la prise en compte de son statut de Société d'État et de la garantie gouvernementale sur sa dette aux fins d'établissement de sa structure de capital présumée et du rendement sur l'avoir propre violerait le principe fondamental de l'utilisation de bases comparables (*Level playing field*). Pour cette raison, les recommandations de son expert sur la structure de capital présumée ainsi que sur le

⁵⁴² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁴³ Garantie accordée par le gouvernement du Québec sur la dette émise par Hydro-Québec pour lui permettre d'accéder plus facilement aux marchés financiers internationaux et lui faire bénéficier de meilleurs taux d'intérêt sur ses emprunts. (Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 77)

⁵⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 70.

⁵⁴⁵ Coalition-2, document 1, page 10.

⁵⁴⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 52.

⁵⁴⁷ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 30.

rendement sur l'avoir propre sont basées sur les comparables, sans tenir compte de l'existence de cette garantie.⁵⁴⁸

En argumentation, la **Coalition industrielle** conclut, compte tenu qu'il n'existe selon elle aucun risque associé aux approvisionnements et à peu près aucun risque associé à la demande, que le risque d'affaires de TransÉnergie n'est pas seulement mineur, selon la qualification des témoins d'Hydro-Québec, mais bien plutôt quasi inexistant.⁵⁴⁹

Partant de l'admission de la demanderesse à l'effet que le risque d'affaires du transporteur était faible, les experts Booth et Berkowitz en déduisent que le levier financier est faible. En ce qui a trait au risque réglementaire, ils affirment que la réglementation contribue à réduire le risque global d'une entreprise. Ils concluent donc sur le fait que le risque global de TransÉnergie est très faible.⁵⁵⁰ Compte tenu du faible risque associé à la moyenne des actifs de transport au Canada et du fait que le réseau de TransÉnergie soit comparable aux actifs principaux de transport de gaz naturel de TransCanada Pipelines, dont le réseau est semblablement mature, les experts recommandent une structure de capital comprenant 30 % d'avoir propre pour TransÉnergie.

La Coalition industrielle soutient également que le risque global du transporteur se classe largement en dessous de celui de la moyenne des entreprises d'utilité publique au Canada, et ce, tant dans le secteur de l'électricité que dans le secteur gazier.⁵⁵¹

Les deux experts de cette intervenante affirment, dans leur témoignage à l'audience, que la limite de financement au Canada d'une compagnie privée ayant un très faible risque serait atteinte avec un taux de capitalisation de 25 % :

« You have to get a little bit more innovative in financing to get down to an equity ratio of twenty-five percent (25%). And the major reason for that is that when the companies access the capital markets, investors tend to look at interest-coverage ratios, they look at debt ratios, they look at the covenant ratios, and when you get down to twenty-five percent (25%) equity ratios, as I was mentioning before, the risks get magnified, and in particular coverage ratios get down, and it becomes more and more difficult to access the markets with a twenty-five percent (25%) equity ratio. It tends to be project financing at those levels and it tends to be debt financing or holding company financing with more sophisticated instruments. »⁵⁵²

⁵⁴⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 69.

⁵⁴⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, pages 39 à 43.

⁵⁵⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 182 à 183.

⁵⁵¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 53.

⁵⁵² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 271 et 272.

En conclusion de leur témoignage à l'audience, ces experts affirment que :

*« As a guaranteed, provincially guaranteed corporation, as we mentioned in our testimony, the actual financial structure really doesn't matter, it could be a hundred percent (100%) debt, with a provincial guarantee, it could raise as much debt as he likes. But that, we would take, we took our mandate to think about what is reasonable in terms of a free-standing corporation raising equity and raising debt in the capital markets. »*⁵⁵³

En argumentation, le transporteur plaide que la Régie doit rejeter toute l'argumentation des D^{rs} Booth et Berkowitz présentée verbalement lors de l'audience à l'effet que le transporteur pourrait s'endetter à 100 % sans conséquences financières grâce à la garantie gouvernementale ou encore que cette garantie pourrait affecter les risques financiers du transporteur et le rendement sur l'avoir propre. Selon Hydro-Québec, ces opinions, en plus d'être extrêmes, reflètent une très mauvaise compréhension des milieux financiers et une vision incohérente de la nature des risques financiers d'une entreprise. Elles sont également contraires aux conclusions de la théorie moderne de portefeuille.⁵⁵⁴

Hydro-Québec soutient que juger que les risques d'affaires du transporteur sont inférieurs à la moyenne des entreprises intégrées de comparaison n'implique pas que le transport soit pratiquement exempt de risques, tel que le laissent entendre les experts de la Coalition industrielle. Selon elle, certaines particularités du marché du transporteur résultent en des risques d'affaires plus élevés que ceux d'autres transporteurs. Aussi, l'importance relativement grande des réservations point à point, combinée au traitement tarifaire proposé des revenus provenant de ces réservations, rendent le transporteur plus vulnérable que d'autres face aux aléas du marché. Hydro-Québec mentionne que cette caractéristique du transporteur semble avoir été négligée par les D^{rs} Booth et Berkowitz qui basent leur analyse sur des considérations génériques.⁵⁵⁵

Le transporteur affirme également que, bien que les experts Booth et Berkowitz aient fourni de l'information montrant que l'effet de levier financier du transporteur était nettement plus élevé que ceux d'entreprises privées comparables du secteur énergétique, ces derniers ignorent cet élément dans leur analyse de risque.⁵⁵⁶

En conclusion, le transporteur plaide que ses risques réglementaires semblent avoir été pratiquement ignorés par les experts de la Coalition industrielle, alors que ses témoins ont maintes fois abordé les préoccupations des milieux financiers sur ce type de risque.⁵⁵⁷

⁵⁵³ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 273 et 274.

⁵⁵⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁵⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 82.

⁵⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 83.

⁵⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 84.

OC appuie sans réserve les conclusions de la Coalition industrielle à l'égard de la structure de capital.⁵⁵⁸

4.4.1.2 Opinion de la Régie

Structure de capital présumée

L'utilisation d'une structure de capital basée sur les résultats réels des états financiers est une approche simple et utilisée en réglementation économique puisqu'elle permet de tenir compte des exigences financières imposées par les conditions du marché. Cependant, dans le présent dossier, une telle approche n'est pas possible, car il n'existe pas de structure de capital réelle pour le transporteur en tant que division d'Hydro-Québec corporatif.

L'utilisation d'une structure de capital présumée basée sur celles des compagnies qui sont comparables au transporteur en termes de risques est, selon la Régie, compatible avec l'objectif d'établir des tarifs justes et raisonnables. Cette approche est similaire à celle pratiquée pour SCGM et Gazifère, toutes deux réglementées par la Régie, et permet d'établir une structure de capital reflétant le risque propre à TransÉnergie et non pas celui de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec.

La Régie considère souhaitable de doter TransÉnergie d'une structure de capital qui soit établie seulement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des besoins et des caractéristiques des autres activités de l'entreprise. La Régie estime qu'une telle approche permettra d'établir les bases d'une réglementation qui pourront être stables dans le temps quels que soient les choix qui seront effectués par les dirigeants d'Hydro-Québec quant à la structure de capital corporative. La Régie accepte la proposition du transporteur à l'effet d'adopter une structure de capital établie sur base présumée pour les fins de l'établissement des tarifs de transport.

Évaluation du risque global et pourcentage d'avoir propre

Les risques d'affaires reliés aux revenus de la charge locale, qui comptent pour environ 88 % des revenus totaux, sont mineurs, selon les mots mêmes du transporteur.⁵⁵⁹ De plus, la Régie ne croit pas qu'il y ait de grands risques associés à plusieurs postes majeurs de dépenses, tels les intérêts sur la dette à long terme et l'amortissement.

⁵⁵⁸ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 8.

⁵⁵⁹ HQT-8, document 1, page 11.

La Régie considère qu'il y a des risques élevés associés aux revenus du service de point à point qui représente 12 % des revenus totaux du transporteur. Pour apprécier la taille de ces risques, la Régie note que :

- les revenus en question s'élèvent à 300 M\$;
- la plupart de ces revenus proviennent des contrats pour service à long terme (minimum un an) pour livraison à la frontière américaine. Dans le contexte récent, décrit à l'audience, ces lignes sont convoitées, mais les conditions de marché au Québec et aux États-Unis pourraient changer rapidement;
- les revenus de contrats à long terme ont fluctué d'environ 100 M\$ au cours des trois dernières années;
- les revenus provenant des ventes à long terme peuvent être affectés par le niveau des tarifs de court terme;
- les revenus des services à court terme, très volatiles selon les données des dernières années, ne comptent que pour 11 M\$ dans la demande du distributeur.

La Régie constate qu'Hydro-Québec et les experts de la Coalition industrielle recommandent d'adopter pour le transporteur un taux de capitalisation de 30 % compte tenu du risque global de ce dernier.

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec que la structure de capital présumée du transporteur comporte 30 % de capitaux propres. La Régie tient compte du fait qu'Hydro-Québec et la Coalition industrielle ont été les seuls à avoir présenté une preuve d'experts reconnus par la Régie, que ces deux parties recommandent d'adopter pour TransÉnergie un taux de capitalisation de 30 % et que les témoignages présentés par ces deux parties reposent sur le principe que la structure de capital de TransÉnergie puisse être établie sur une base présumée. La Régie a également tenu compte de l'opinion des experts de la Coalition industrielle à l'effet qu'une entreprise éprouverait de la difficulté à maintenir un accès facile aux marchés des capitaux si son taux de capitalisation descendait vers 25 %.

4.4.2. LE COÛT DE LA DETTE

La Régie constate tout d'abord que le coût de la dette proposé pour le transporteur n'a pas été explicitement remis en question et elle prend note des commentaires formulés par l'ACEF de Québec à l'effet que les frais financiers accaparaient une part importante des revenus requis du transporteur en 2001.

4.4.2.1 Position des parties

La position du transporteur concernant son coût de la dette comporte deux volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. En résumé, ces volets concernent l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de transport d'électricité, du coût moyen de la dette consolidée d'Hydro-Québec, dont le taux moyen projeté pour 2001 est de 9,75 %, et la façon dont est calculé le coût de la dette.

Financement intégré

Hydro-Québec œuvre dans des domaines diversifiés et est présente soit directement, soit par le biais de filiales, à la fois sur des marchés réglementés et non réglementés. Toutefois, conformément à sa structure juridique, sa gestion financière demeure pleinement intégrée. Cette intégration procure plusieurs avantages aux clients de ses activités réglementées.⁵⁶⁰

À l'égard de ses activités de financement, Hydro-Québec utilise une approche intégrée. Avec cette approche, il n'y a pas de financement réalisé au nom de l'unité d'affaires TransÉnergie, non plus qu'il n'y a de financement spécifiquement dédié pour les seules fins du transport d'électricité. Seule la signature d'Hydro-Québec, appuyée par la garantie du gouvernement du Québec, a été et demeure utilisée dans les divers marchés financiers où l'entreprise s'est financée au fil des ans. Conséquemment, le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux spécifiques d'une activité, mais plutôt sur l'ensemble des flux financiers engendrés par l'ensemble des activités de l'entreprise.⁵⁶¹

Dans un tel contexte, Hydro-Québec ne peut pas dégager un coût de dette qui soit spécifique et unique aux activités de transport d'électricité. Le coût de la dette du transporteur et le coût de la dette d'Hydro-Québec ne font qu'un.⁵⁶²

⁵⁶⁰ HQT-8, document 1, page 4.

⁵⁶¹ HQT-8, document 1, page 15.

⁵⁶² HQT-8, document 1, page 15.

Hydro-Québec soutient qu'une approche intégrée de son financement n'engendre pas de désavantages sur le coût en capital du transporteur. Bien au contraire, une approche de financement intégré diminue le coût en capital du transporteur et, par conséquent, les tarifs de transport. Il y a de plus certaines économies opérationnelles qui sont réalisées lorsque les besoins de financement de diverses activités sont regroupés. Mais de façon nettement plus importante et significative, le coût en capital du transporteur bénéficie des effets de la coassurance entre les diverses activités d'Hydro-Québec.⁵⁶³ Il y a également les avantages reliés à la taille des émissions faites dans le marché; les investisseurs valorisent, de façon relativement importante, la liquidité des émissions obligataires, et cette liquidité provient presque exclusivement de la taille des émissions.⁵⁶⁴

Pour conclure, Hydro-Québec mentionne en ce qui concerne le coût de la dette, sauf pour les cas où la dette peut être associée à des activités spécifiques, que l'utilisation d'un coût de dette intégrée est une pratique courante.⁵⁶⁵

Coût de la dette

Le **Groupe Merrill Lynch** a eu le mandat d'Hydro-Québec d'émettre une opinion sur le coût théorique d'emprunt qu'elle encourrait sans la garantie gouvernementale. Merrill Lynch résume son opinion en affirmant qu'afin de déterminer ce coût, il convient d'établir ce que serait la cote de crédit d'Hydro-Québec sans la garantie gouvernementale. Cette cote correspondrait, selon le Groupe Merrill Lynch, à l'échelon inférieur du niveau qualité Investissement, c'est-à-dire une cote de BBB (S&P). La garantie gouvernementale est plus importante que des facteurs comme la nature particulière des activités sur lesquelles se fonde la solvabilité.⁵⁶⁶

Ainsi, en comparant les taux de rendement à l'échéance des obligations d'Hydro-Québec sur le marché canadien ou américain avec les taux correspondants aux indices obligataires Baa (Moody's) et B++ (CBRS), Merrill Lynch a pu établir que le coût d'emprunt à long terme d'Hydro-Québec non assorti de cette garantie gouvernementale serait d'au moins 50 points de base plus élevé que le coût de semblables emprunts assortis d'une telle garantie.⁵⁶⁷

Étant donné que les frais de garantie gouvernementale représentent environ 0,5 % de la dette et compte tenu que la garantie gouvernementale procure des avantages additionnels, tel l'accès à un plus grand nombre de sources de financement, il est clair que le coût de la dette

⁵⁶³ HQT-8, document 1, pages 15 et 16.

⁵⁶⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 18 et 19.

⁵⁶⁵ HQT-13, document 7, page 33.

⁵⁶⁶ HQT-8, document 2.1, page 3.

⁵⁶⁷ HQT-8, document 2.1, page 3.

d'Hydro-Québec serait supérieur en l'absence de cette garantie gouvernementale.⁵⁶⁸ Hydro-Québec se démarque d'autres compagnies semblables par un taux d'endettement relativement élevé. Cette faiblesse dans la structure de capital constitue la raison principale pour laquelle, sans la garantie gouvernementale, Hydro-Québec ne pourrait bénéficier de sa cote de crédit actuelle.⁵⁶⁹

Hydro-Québec soutient que d'autres avantages non négligeables de la garantie gouvernementale ont été apportés par ses témoins, à savoir, dans un premier temps, que l'écart entre les obligations cotées A et les obligations cotées B++ low (CBRS) peut être considérable, soit de l'ordre de 100 points de base, dans les moments de turbulence sur les marchés financiers. Dans un deuxième temps, si Hydro-Québec avait eu une cote de crédit de BBB (S&P), il est à peu près certain qu'elle n'aurait pas pu financer ses activités dans le marché canadien. Finalement, la garantie gouvernementale crée des conditions positives sur lesquelles Hydro-Québec peut émettre des obligations, échéances, clauses de rachat, fonds de remboursement et frais d'émission.⁵⁷⁰ Les frais de garantie gouvernementale qui s'élèvent à 0,5 % sont inclus dans le taux de la dette pour le calcul du taux moyen du coût en capital de TransÉnergie et représentent un impact de 55,1 M\$ en 2001.^{571,572}

Le transporteur demande à la Régie, en argumentation, d'approuver la prise en compte des frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec comme élément du coût de la dette.⁵⁷³ Pour le transporteur, l'inclusion des frais de garantie gouvernementale dans le coût de la dette est juste et raisonnable et ne fait que « normaliser » son coût de la dette pour le rendre plus comparable à celui d'une entité commerciale privée possédant les mêmes caractéristiques en termes de risques et de politique financière.⁵⁷⁴

L'ACEF de Québec affirme que si les frais de garantie gouvernementale, qui sont obligatoires, font économiser à Hydro-Québec un montant équivalent, alors il serait préférable de laisser le transporteur décider s'il utilise la garantie gouvernementale ou s'il gère lui-même ses emprunts.⁵⁷⁵

Hydro-Québec définit le taux de la dette par le quotient des frais financiers sur la dette ajustée du montant des frais reportés liés à la dette.⁵⁷⁶ Les frais financiers représentent la

⁵⁶⁸ HQT-8, document 1, page 19.

⁵⁶⁹ HQT-8, document 1, pages 18 et 19.

⁵⁷⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 79.

⁵⁷¹ HQT-5, document 3.2.1, page 2.

⁵⁷² Cependant, dans son argumentation (page 78), Hydro-Québec affirme que ces frais sont de 51 M\$.

⁵⁷³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 67.

⁵⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁷⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 16.

⁵⁷⁶ HQT-8, document 1, page 33.

somme des intérêts nets sur la dette à long terme, de la perte de change ainsi que des frais de garantie gouvernementale.⁵⁷⁷ La dette ajustée du montant des frais reportés est la somme de la dette à long terme et à perpétuité, diminuée de la somme des actifs financiers liés à la dette, de la perte de change reportée et des frais reportés liés à la dette. Ainsi, pour 2001, le transporteur demande à la Régie d'approuver l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de transport d'électricité, du coût moyen de la dette consolidée d'Hydro-Québec, dont le taux moyen projeté pour 2001 est de 9,75 %.^{578,579}

Hydro-Québec mentionne que le coût de la dette du rapport annuel d'Hydro-Québec ne correspond pas au coût de la dette qui devrait être appliqué sur la base tarifaire du transporteur devant refléter le service de la dette. Ceci est dû à divers ajustements comptables comme l'ajustement pour les dépenses d'intérêts associées à la dette à court terme, l'ajustement pour la perte de change sur la dette ainsi que l'ajustement pour la charge d'amortissement de perte de change.⁵⁸⁰ Plus spécifiquement, le témoin d'Hydro-Québec soutient que la valeur de la dette au taux de change à l'origine permet d'évaluer correctement la part de la base de tarification financée par la dette et conséquemment la structure de capital du transporteur.⁵⁸¹ Ces ajustements font en sorte que le coût de la dette rapporté dans le rapport annuel ne correspond pas à celui qui devrait être appliqué, aux fins réglementaires, sur la base tarifaire du transporteur.⁵⁸²

Hydro-Québec est d'avis qu'il serait extrêmement difficile de faire une comparaison du coût de sa dette avec celui d'autres compagnies, étant donné que cela dépend des décisions qui ont été prises au fil du temps en matière de choix d'échéance, et de la chronologie des investissements qui ont pu être faits.⁵⁸³

Selon le transporteur, il bénéficie de l'expertise reconnue d'Hydro-Québec en matière de gestion efficace de sa dette et du souci constant de cette dernière de minimiser ses coûts d'emprunts et ses risques financiers. Aucune preuve n'a remis en question cette expertise d'Hydro-Québec. Le transporteur mentionne également que, malgré les limites d'une comparaison historique du coût de la dette qui dépend de beaucoup de facteurs exogènes qu'une entreprise ne peut contrôler, le coût de la dette d'Hydro-Québec a diminué de façon significative au cours des dernières années grâce à sa gestion financière active. Conséquemment, le transporteur conclut que la gestion intégrée de la dette d'Hydro-Québec

⁵⁷⁷ HQT-8, document 1, page 38, tableau 3.

⁵⁷⁸ HQT-8, document 1, page 38, tableau 3.

⁵⁷⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 67.

⁵⁸⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 46 à 48.

⁵⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 73.

⁵⁸² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 46 à 48.

⁵⁸³ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 35 à 38.