

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3401-98

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2001
DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ
PAR HYDRO-QUÉBEC
(Art. 31, 48, 49, 50, 51 L.R.É.)

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

S.T.O.P. (ci-après "LE GROUPE STOP")

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Intervenants

ARGUMENTATION
DE
STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES ET DU GROUPE STOP

Procureur:
M^e Dominique Neuman, LL.B.
1535, rue Sherbrooke Ouest
Rez-de-chaussée
Montréal (Qué.)
H3G 1L7

Téléphone: (514) 849-4007
Courriel: energie@mlink.net

Septembre 2001 [v.r.2]

TABLE DES MATIÈRES

TERMINOLOGIE, ABRÉVIATIONS ET ÉDITION DU TEXTE	I
TERMINOLOGIE	I
ABRÉVIATIONS	II
ÉDITION DU TEXTE.....	V
LE CONTEXTE DU PRÉSENT DOSSIER.....	1
LA DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC	1
LES AUDIENCES	3
LES POINTS DE VUE ENVIRONNEMENTAUX.....	4
1 - LES PRINCIPES DIRECTEURS	11
1.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE	11
1.2 L'ACCÈS AU MARCHÉ AMÉRICAIN ET LA RÉCIPROCITÉ.....	12
1.2.1 <i>L'enjeu</i>	12
1.2.2 <i>La Régie est-elle dans l'obligation de rendre une décision conforme aux exigences de la FERC ?</i>	13
1.2.3 <i>Quelle marge de manœuvre les exigences de réciprocité de la FERC permettent-elles à la Régie québécoise ?</i>	20
1.2.3.1 <i>La souplesse des exigences de réciprocité de la FERC à l'égard des juridictions canadiennes</i>	21
1.2.3.2 <i>La souplesse des exigences de réciprocité résultant de la différence de juridiction entre la FERC et la Régie québécoise sur les questions de charge locale, et les questions sociales et environnementales</i>	26
1.2.3.3 <i>La souplesse résultant de l'intérêt public américain</i>	28
1.2.3.4 <i>La souplesse additionnelle des exigences de réciprocité sur des questions spécifiques</i>	29
1.2.4 <i>La révision triannuelle du permis de négociant de H.O. Energy Services (U.S.) Inc.</i>	29
1.3 LE PACTE SOCIAL DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	30
1.4 LE DÉVELOPPEMENT DURABLE DANS UNE PERSPECTIVE CONTINENTALE.....	31
1.5 LA SÉPARATION FONCTIONNELLE ET L'INDÉPENDANCE.....	39
2 - LA PLANIFICATION DE LA DEMANDE ET DES INVESTISSEMENTS	49
2.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE	49
2.2 LE PRINCIPE DE PLANIFICATION EN FONCTION DE LA POINTE DE LA DEMANDE.....	50
2.2.1 <i>Le principe</i>	50
2.2.2 <i>Le texte réglementaire</i>	52
2.2.3 <i>La mise en œuvre du processus de planification par TransÉnergie</i>	53
2.2.4 <i>Le choix du principe de conception du réseau</i>	56
2.3 LA NORME ISO 14001 ET LA PLANIFICATION DU RÉSEAU.....	63
3 - LA STRUCTURE DU CAPITAL ET LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE.....	73

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

3.1	LA LÉGISLATION APPLICABLE	73
3.2	LA STRUCTURE DU CAPITAL.....	74
3.3	LE TAUX DE RENDEMENT SUR L' AVOIR PROPRE.....	74
3.4	L'AJUSTEMENT RAISONNABLE DU TAUX DE RENDEMENT LORS DE LA FERMETURE DES LIVRES	80
4	- LA BASE DE TARIFICATION ET LES REVENUS REQUIS	81
4.1	LA LÉGISLATION APPLICABLE	81
4.2	LA SÉPARATION DES ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES	82
4.3	LA DATE DES PRÉVISIONS, LE PROCESSUS D'APPROBATION DES ACTIFS ET LA FERMETURE DES LIVRES	86
4.4	LES DÉPENSES EN ENVIRONNEMENT ET EN RECHERCHE-DÉVELOPPEMENT	90
5	- LA STRUCTURE TARIFAIRE	97
5.1	LA LÉGISLATION APPLICABLE	97
5.2	LA TARIFICATION TIMBRE-POSTE.....	98
5.3	LA DÉFINITION DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET LE REJET DE LA TARIFICATION PAR FONCTION.....	101
5.4	L'ALLOCATION DU RATIO DE CHARGE	107
5.5	LES TARIFS DE POINT À POINT À COURT TERME.....	109
5.6	L'UNIFORMITÉ DU TAUX DE PERTES	110
5.7	LE COÛT DES AJOUTS AU RÉSEAU	111
5.8	LES RABAIS	113
6	- LES CONDITIONS DU SERVICE DE TRANSPORT.....	115
6.1	LA RÉGLEMENTATION DE LA CHARGE LOCALE	115
6.1.1	<i>La juridiction de la Régie.....</i>	115
6.1.2	<i>La priorité de la charge locale.....</i>	116
6.1.3	<i>L'option retenue: une nouvelle partie IV au texte réglementaire, sur le service de charge locale.....</i>	118
6.1.4	<i>La définition du client du service de charge locale.....</i>	118
6.1.5	<i>La référence du règlement aux consommateurs de détail qui participeraient à un projet-pilote selon l'article 167 de la Loi.....</i>	119
6.2	LES CONVENTIONS DE SERVICE	120
6.3	LA PROCÉDURE DE PLAINTE.....	121
6.4	L'ENTRÉE EN VIGUEUR ET LES RÈGLES TRANSITOIRES	121
	LES CONCLUSIONS RECHERCHÉES	124
ANNEXE 1	DÉCISIONS DE LA FERC VISANT À LA FORMATION D'UNE RTO UNIQUE POUR LE NORD-EST DES ÉTATS-UNIS (Juillet-Août 2001)	
ANNEXE 2	PLAN STRATÉGIQUE 1998-2002 D'HYDRO-QUÉBEC TEL QU'APPROUVÉ PAR LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (D. 51-98, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. D. 887-98, 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.). (Extraits)	

TERMINOLOGIE, ABRÉVIATIONS ET ÉDITION DU TEXTE

TERMINOLOGIE

1. - Le *Tarif pro forma* institué par l'*Ordonnance 888* de la *FERC* et le *Règlement 659 d'Hydro-Québec* qui le calque utilisent certaines expressions dans des sens différents de leur usage courant.

2. - Ainsi

- Auprès de la *FERC* et dans son *Ordonnance 888*, l'expression "*tarifs de transport d'électricité*" et "*tarif pro forma*" désigne non seulement les "*tarifs*" mais également les "*conditions*" du transport de l'électricité. La *Loi sur la Régie de l'énergie* québécoise quant à elle distingue ces deux notions à l'article 48.
- À l'article 1.35 du *Tarif pro forma* et du *Règlement 659*, l'expression "*pratiques usuelles des services publics*", contrairement à son sens courant, est définie de manière à inclure deux types de pratiques:
 - Des pratiques usuelles;
 - Des pratiques qui ne sont pas usuelles (mais qui sont raisonnables).

Selon cette définition, plusieurs *pratiques* pourraient donc être reconnues face à une situation donnée, voire même des pratiques opposées. La définition pourrait même reconnaître comme raisonnables des pratiques contraires à ce qu'il est usuel de retrouver auprès d'autres services publics. Nous reviendrons sur cette question plus loin.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

ABRÉVIATIONS

3. - À la présente argumentation, nous employons les abréviations suivantes:

ACÉ :	Association canadienne de l'électricité.
ACEF-Q :	Association coopérative d'économie familiale de Québec.
ACRGTQ :	Association des constructeurs de routes et grands travaux du Québec.
AIÉQ :	Association de l'industrie électrique du Québec.
AIFQ :	Association des industries forestières du Québec ltée.
AQCIE :	Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité.
AQER :	Association québécoise des énergies renouvelables.
AQPER :	Association québécoise de la production d'énergie renouvelable.
ARC :	Action Réseau Consommateurs.
Art. :	Lorsqu'aucune loi ou aucun règlement n'est spécifié., désigne un article de la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i> , L.R.Q., c. R-6.01.
AREQ :	Association des redistributeurs d'électricité du Québec.
ATC:	La capacité de transport disponible.
BAPE :	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.
C. ou CC. :	Commissaire(s).
C.A.M. :	Cour d'appel, district de Montréal.
CERQ :	Centre d'études réglementaires du Québec.
CFR :	<i>Code of Federal Regulations</i> des Etats-Unis.
CRT :	La Société de transmission électrique de Cedars Rapids ltée. <i>Angl.: Cedar Rapids Transmission Company Ltd.</i>
C.S.C. :	Cour suprême du Canada.
C.S.M. :	Cour supérieure, district de Montréal.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

D. :	Décret ou Décision.
DOE :	<i>Department of Energy</i> fédéral des Etats-Unis.
EEL :	Edison Electric Institute.
EMS :	<i>Environmental Management System</i> . Fr.: Système de gestion environnementale (SGE)
ERE :	Programme d'engagement et de responsabilité en environnement de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ).
F. :	<i>United States Court of Appeals for the Federal Circuit</i> .
FACEF :	Fédération des coopératives d'économie familiale du Québec.
FERC :	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> des États-Unis.
FPA :	<i>Federal Power Act</i> , des Etats-Unis.
G.O. II :	Gazette Officielle du Québec, partie 2.
GRAME :	Groupe de recherche appliquée en macroécologie.
GTR :	Groupe de transport régional. <i>Angl.: Regional Transport Group (RTG)</i>
HQ :	Hydro-Québec.
HQD :	Hydro-Québec, dans sa fonction de distribution d'électricité sur le marché québécois.
HQP :	Hydro-Québec, dans sa fonction de production d'électricité et de commercialisation de sa production sur les marchés québécois et extérieurs.
HQT :	Hydro-Québec, dans sa fonction de transport d'électricité (TransÉnergie).
HQ US :	<i>HQ Energy Services (U.S.) inc.</i> , filiale américaine d'Hydro-Québec.
IMO :	<i>Independent Electricity Market Operator</i> d'Ontario.
ISO :	<i>International Organization for Standardization</i> (ex: normes ISO 14001, ISO 9001) ou, selon le contexte, <i>Independent Systems Operator</i> .
J. ou JJ. :	Juge(s).
Loi :	Lorsqu'employé seul, désigne la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i> , L.R.Q., c. R-6.01.
L.Q. :	Lois du Québec.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

L.R.Q. :	Lois refondues du Québec.
MOU :	<i>Memorandum of Understanding.</i>
MRN :	Ministère des Ressources Naturelles du Québec.
NEG :	<i>PG&E National Energy Group.</i>
NERC:	<i>Le North American Electric Reliability Council.</i>
NOPR:	<i>Notice of Proposed Rulemaking, aux États-Unis.</i>
NPCC:	<i>Le Northeast Power Coordinating Council.</i>
n.s. :	Notes sténographiques de la présente cause.
NYPA :	<i>New York Power Authority.</i>
OASIS :	<i>Open Access Same-Time Information System.</i>
OC :	Option Consommateurs.
ONÉ :	Office national de l'énergie.
OPG :	<i>Ontario Power Generation.</i>
ORNL :	Oak Ridge National Laboratory.
PC :	Pointe coïncidente.
PG&E:	<i>Pacific Gas & Electricity.</i>
PMA :	<i>Power Marketer Authorization, Permis de négociant en énergie aux États-Unis.</i>
R. ou RR. :	Régisseur(s).
R.C.S. :	Recueils de la Cour suprême du Canada.
RDÉ :	Régie de l'énergie.
R.D.R.G.N. :	Recueil des décisions de la Régie du gaz naturel.
RGN :	Régie du gaz naturel.
R.J.Q. :	Recueils judiciaires du Québec.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

RNCREQ :	Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec.
ROEE :	Regroupement des organismes environnementaux en énergie.
R.R.Q. 1981 :	Règlements refondus du Québec de 1981 et amendements.
RTG :	<i>Regional Transport Group</i> . Fr.: Groupe de transport régional (GTR).
RTO :	<i>Regional Transmission Organization</i> , aux Etats-Unis.
S.É. :	Stratégies Énergétiques.
SGE :	Système de gestion environnementale.
TÉ :	Hydro-Québec, dans sa fonction de transport d'électricité (TransÉnergie).
TTC:	La capacité de transfert totale.
UDD :	Union pour le développement durable.
US :	Dans une référence jurisprudentielle: <i>United States Supreme Court</i> .
USC :	<i>United States Code</i> .

ÉDITION DU TEXTE

4. - Les références citées dans le texte d'une citation (ou d'une note infrapaginale qu'elle contient) ont, dans certains cas, été éditées afin d'uniformiser le mode de désignation de telles références . Une note l'indique le cas échéant.

5. - Toute autre édition éventuelle au texte d'une citation est indiquée entre crochets ([]) ou par la mention "N.D.L.R."

LE CONTEXTE DU PRÉSENT DOSSIER

LA DEMANDE D'HYDRO-QUÉBEC

6. - Les tarifs et conditions actuels du transport de l'électricité par Hydro-Québec sont ceux fixés depuis le 1^{er} mai 1997 par le *Règlement 659*¹ adopté par Hydro-Québec et approuvé par le gouvernement du Québec suivant l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec* tel qu'il se lisait alors.²

7. - Ce règlement fut pris avant l'entrée en vigueur, le 2 mai 1998, dans le domaine électrique, des articles 48 et suivants et 123 de la *Loi*.³ Il est depuis lors maintenu en vigueur par l'article 164 de la *Loi*, jusqu'à ce qu'il soit modifié, abrogé ou remplacé suivant la nouvelle *Loi*.

8. - Depuis le 1^{er} janvier 2001, à la demande d'Hydro-Québec, ces tarifs sont déclarés *provisoires* par la Régie de l'énergie.⁴

9. - La Régie est saisie, au présent dossier, d'une demande révisée d'Hydro-Québec produite le 15 août 2000, à l'effet de modifier les tarifs et conditions du service de transport de l'électricité à compter du 1^{er} janvier 2001. Hydro-Québec demande à la Régie de rendre les décisions suivantes:

APPROUVER pour le transporteur un revenu requis de l'ordre de 2 685 M\$ pour l'année témoin se terminant le 31 décembre 2001;

APPROUVER pour le transporteur une structure de capital présumée comportant 70% de capitaux empruntés et 30% de capitaux propres;

¹ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*, D.276-97, (1997) 129 G.O.II 1248, entré en vigueur le 1^{er} mai 1997.

² *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5, a. 22.0.1 institué par L.Q. 1983, c. 15., a. 15.

³ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, D.326-98, (1998) 130 G.O.II 1775.

⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, Décision D-2000-222, le 19 décembre 2000, p. 19.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

AUTORISER un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de l'ordre de 10,0% qui tient compte d'un taux de rendement de 10,6% sur les capitaux propres;

AUTORISER l'utilisation par le transporteur d'un coût en capital prospectif de 8,4 % pour l'année témoin 2001, tel que détaillé à la pièce **HQT-10, document 1** ;

MODIFIER les tarifs du transporteur facturés aux utilisateurs du réseau en vertu des Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec, tels que détaillés à la pièce **HQT-10, document 1**, de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 685 M\$, pour permettre au transporteur de rencontrer son coût total de service et d'atteindre le taux de rendement demandé;

APPROUVER les termes et conditions du service de transport tels que proposés en vertu des Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec produits au soutien des présentes comme pièce **HQT-11, document 2**;

AUTORISER les projets d'expansion et de modification du réseau, de même que les autres projets d'investissements inscrits dans le budget d'investissements 2001 soumis par le transporteur;

RECONNAÎTRE les principes réglementaires, les méthodes d'évaluation et les conventions comptables, incluant les modifications proposées, qui ont été utilisés par Hydro-Québec pour les fins de la présente demande tarifaire révisée du transporteur;

PRENDRE ACTE de la méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées et du traitement de leurs coûts;⁵

10. - La Régie n'a pas encore établi si les tarifs et conditions à être décidés par elle à l'issue de la présente cause allaient être rétroactifs au 1^{er} janvier 2001. Cette question est abordée au thème 6 de la présente argumentation, sous la rubrique des dispositions transitoires.

11. - En principe, les tarifs et conditions à être fixés dans cette cause le sont pour la seule année 2001, étant établis en fonction des projections pour cette seule année. Ces tarifs seraient donc eux-mêmes sujets à modification à partir du 1^{er} janvier 2002.

Hydro-Québec n'a pas encore déposé sa demande tarifaire de transport pour 2002 au moment de la présente. Il pourrait être utile à l'ensemble des participants que la Régie clarifie la marche à suivre et les étapes prévues à cet égard. Cette question est également abordée, à la rubrique des dispositions transitoires du thème 6 de la présente argumentation.

12. - La modification des tarifs de transport d'électricité qui pourrait être décidée par la Régie dans la présente cause n'affectera pas avant le 1^{er} mai 2004 les tarifs d'électricité payables par les consommateurs de détail du Québec.

Les tarifs de détail continuent en effet d'être intégrés. De plus, leur montant est gelé par règlement jusqu'au 31 décembre 2001⁶. Le *Plan stratégique 2000-2004* d'Hydro-Québec, approuvé par le

⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Demande révisée*, le 15 août 2000, pp. 6-7.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

gouvernement, maintient ce gel jusqu'en avril 2002. ⁷ Le *Plan stratégique 2002-2006* devrait le prolonger jusqu'au 30 avril 2004. ⁸

Hydro-Québec n'a pas encore déposé à la Régie de cause tarifaire de distribution. ⁹

LES AUDIENCES

13. - Le 16 juillet 1999, la Régie a établi des principes réglementaires généraux qui s'appliquent à la présente cause. ¹⁰

14. - Des audiences au présent dossier eurent lieu sur des questions préalables les 12 et 13 avril 2000 et les 1^{er} et 2 novembre 2000 ¹¹ et, sur le fond, pendant 27 jours les 9, 10, 11, 12, 17, 18, 19, 24, 25, 26 et 27 avril, les 1^{er}, 3, 4, 14, 15, 17, 18, 22, 23, 24, 25, 28, 29 et 31 mai et les 1^{er} et 14 juin 2001.

15. - La Régie de l'énergie a reconnu 20 intervenants ou groupes d'intervenants. Après trois désistements et un regroupement additionnel, un total de 16 intervenants ou groupes d'intervenants restent reconnus en date des audiences sur le fond, dont les soussignés. ¹² Un observateur a également comparu selon l'article 11 du *Règlement sur la procédure*. ¹³

⁶ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement no 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, D. 555-98, R.R.Q. 1981 et amend., c. H5, r. 4, a. 313, Modifié sous d'autres aspects par **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3455-2000, Décision D-2001-110, le 24 avril 2001.

⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Octobre 1999, p. 28. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁸ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 829-2001 concernant la modification du décret no. 1091-2000 du 13 septembre 2000 relatif à la forme, la teneur et la périodicité du plan stratégique d'Hydro-Québec*, le 27 juin 2001, (2001) 133 G.O. II 5223.

⁹ Sauf quelques demandes d'ajustements sur des points spécifiques, dans les dossiers R-3455-2000 (tarif de puissance interruptible) et R-3466-2001 (tarif de secours aux autoproducteurs).

¹⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3405-98, Décision D-99-120, le 16 juillet 1999.

¹¹ De ces audiences préliminaires résultèrent les décisions interlocutoires D2000-102 (2 juin 2000) et D2000-214 (24 novembre 2000).

¹² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, Décision D-2000-09 (le 31 janvier 2000), Décision D-2000-52 (le 30 mars 2000), Décision D-2000-226 (le 21 décembre 2000). Désistements de l'AQER, du ROEE et de l'ACRGTO.

¹³ *L'Independent Electricity Market Operator* d'Ontario (IMO). Voir demande de statut d'observateur d'IMO, le 8 février 2001.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

16. - Le 28 juin 2001, la Régie a demandé à chaque intervenant de traiter de tous les points importants du dossier examinés en audience.¹⁴

LES POINTS DE VUE ENVIRONNEMENTAUX

17. - Le 31 janvier 2000, la Régie avait initialement reconnu cinq groupes d'intervenants préoccupés par les enjeux du développement durable et de l'intérêt public¹⁵ :

- L'Association québécoise des énergies renouvelables (AQER).
- Le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) et l'Union pour le développement durable (UDD).
- Le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE), constitué du Comité Baie James, du Centre d'analyse des politiques énergétiques (CAPE), d'Environnement Jeunesse (EnJeu), de la Fédération québécoise de canot-kayak (FQCK), de Greenpeace (Québec), du Mouvement Au Courant (MAC), du Regroupement pour la surveillance du nucléaire (RSN), et de l'Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN).
- Le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ).
- Stratégies Énergétiques (S.É.) et le Groupe STOP.

Deux des cinq regroupements environnementaux, l'AQER et le ROEE, se sont subséquemment désistés, ce qui a considérablement réduit l'éventail des représentations présentées au dossier dans ce domaine.

18. - Les trois groupes d'intervenants oeuvrant au développement durable et à l'intérêt public et qui ont maintenu leur participation dans cette cause sont donc le GRAME-UDD, le RNCREQ et Stratégies Énergétiques-Groupe STOP.

Ceux-ci ont mis au point un processus de consultation interne, à diverses étapes du dossier, leur permettant d'éviter la duplication de leur preuve.¹⁶

¹⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, Lettre aux participants, le 28 juin 2001.

¹⁵ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, Décision D-2000-09, le 31 janvier 2000.

¹⁶ Voir les lettres des trois intervenants à la Régie à ce sujet.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

19. - Le *Groupe STOP* a pour objectif premier la protection de l'environnement et du patrimoine naturel et, dans ce cadre, soutient:

- L'utilisation des ressources naturelles dans une perspective de développement durable.
- La réduction de la demande d'énergie.
- La promotion du choix d'énergies renouvelables et non polluantes.
- La réduction des émissions des gaz à effet de serre et autres polluants dans la production et la consommation de l'énergie.
- La prise en compte des externalités environnementales.
- L'approvisionnement fiable et durable de l'énergie électrique produite au Québec pour satisfaire les besoins de la population du Québec.
- La participation réelle du public dans le processus décisionnel.

Stratégies Énergétiques (S.É.) s'est dotée pour mission de promouvoir les objectifs du développement durable dans les domaines de l'énergie, de la gestion des ressources, de l'aménagement du territoire et des transports, en favorisant une planification stratégique harmonisant les considérations environnementales, énergétiques, sociales et économiques, d'une manière équitable entre les générations et entre les nations.

Stratégies Énergétiques (S.É.) vise à développer des outils d'analyse stratégique intégrant l'ensemble des filières de production énergétique desservant le marché, les perspectives de recherche-développement, les profils de consommation interne et les échanges nord-américains. Elle représente une des tendances importantes du milieu environnemental québécois, axée sur l'harmonisation des intérêts économiques aux intérêts environnementaux de la société, en respectant l'équité sociale et l'équité entre les générations, selon les principes exprimés par la notion de développement durable et par le *Rapport de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement (Rapport Brundtland)* de 1987, "*Notre avenir à tous*".

À cette fin, *Stratégies Énergétiques (S.É.)* examine les possibilités offertes tant par les instruments réglementaires, que par les instruments économiques incitatifs en vue d'atteindre des objectifs de développement durable.¹⁷

20. - Plusieurs points de vue coexistent au sein de la communauté environnementale quant à l'opérationnalisation de ces principes.

¹⁷ **GROUPE STOP, STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES**, *Demande d'intervention*, le 8 décembre 1999.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

21. - Monsieur Yves Guérard, du GRAME-UDD, souligne cette coexistence de points de vue environnementaux lors de son témoignage devant la Régie le 17 avril 2001:

" [E]n environnement, [...] il y a deux points de vue qui sont en tension continue. [...]

Le point de vue macro-écologique va considérer favorablement le développement hydroélectrique parce qu'il permet de produire de l'électricité avec un haut rendement et très peu de pollution de l'air. On considère comme acceptable, de ce point de vue-là, les impacts locaux et régionaux si, bien sûr, ils sont bien prévus, bien gérés et convenablement atténués.

Le point de vue opposé au nôtre, généralement, que nous qualifions de micro-écologique, mais les tenants de ce point de vue n'accepteraient certainement pas ce qualificatif, les tenants de ce point de vue opposé au nôtre donc voient plutôt les impacts locaux du développement hydroélectrique et ils trouvent qu'ils sont inacceptables et qu'ils disqualifient cette filière-là. Il y a là une tension, et là, je vous le dis, extrêmement douloureuse et déchirante dans le mouvement environnemental. J'en sais quelque chose.

Ces conflits [N.D.L.R.: entre les deux points de vue] sont déchirants mais ils sont nécessaires. La possibilité d'exprimer les deux points de vue contradictoires est également nécessaire. [...]

On ne peut pas régler ou arbitrer facilement ces conflits -là mais il est utile de les clarifier et de savoir qu'ils existent parce que la cause actuelle sur le transport de l'électricité nous replonge au coeur d'un de ces conflits internes au mouvement environnemental. Et ça peut servir à expliquer pourquoi des groupes environnementaux vont recommander une chose et [N.D.L.R.: d'autres groupes environnementaux vont recommander] son contraire.

Par exemple, dans la cause actuelle, on pense à des milliers de pylônes, des milliers de kilomètres de lignes, des structures et des effets bien visibles localement mais qui, par contre, permettent d'éviter la dispersion et la dilution de millions de tonnes de polluants dans l'atmosphère local, dans l'atmosphère continentale et dans l'atmosphère global. [...]

Par exemple, c'est vrai, comme l'ont rappelé certains intervenants, que les treize mille sept cents kilomètres (13 700 km) de lignes à très haute tension de TransÉnergie sont une caractéristique qu'on ne retrouve chez aucun autre transporteur voisin. Mais ces lignes sont nécessaires pour connecter les sources d'énergie renouvelable éloignées aux centres de consommation du nord-est de l'Amérique du Nord, et plus particulièrement du Québec.

Ces lignes ne sont pas une honte ni une catastrophe environnementale, ni un investissement absurde. Elles sont plutôt des liens nécessaires entre les lieux d'une production durable et les lieux de consommation. Les lignes de TransÉnergie sont une présence bien localisée et bien visible, permettant d'éviter la production de dizaines de millions de tonnes de polluants invisibles. [...]

Bien sûr que la consommation d'énergie et d'électricité en Amérique du Nord, et au Québec, est à un niveau non durable, mais la solution à cette surconsommation non durable, selon nous, n'est pas de mettre des bâtons dans les roues au transport et au commerce de l'hydroélectricité.

Quand on a un problème dans la classe, on ne commence pas par expulser le premier de classe, même si tout le monde s'entend pour dire qu'il est un [chouchou] et que personne aime les [chouchous]. Mais on se trompe quand on commence à s'attaquer à l'hydroélectricité et à son transport, en termes de problèmes énergétiques, selon nous en tout cas. [...]

S'il n'y avait pas d'enjeux de développement durable dans la présente cause, on aurait à choisir entre de simples préférences administratives ou économiques au niveau de la conception des tarifs. Mais si le développement durable doit être, et je pense qu'il doit être, un critère de sélection du mode de tarification, alors l'imputation des GRTA's à la production de même qu'une tarification selon la distance ou les

ARGUMENTATIONLL'
LE CONTEXTE DU PRÉSENT DOSSIER

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES - GROUPE STOP

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

fonctions sont inacceptables puisqu'elles favorisent des énergies non renouvelables et polluantes au dépens des énergies renouvelables et peu ou pas polluantes.

Tant que les coûts environnementaux au niveau de la production d'électricité ne sont pas internalisés, l'application unilatérale du principe utilisateur payeur de façon extrêmement mécanique au niveau du transport, qui est l'objet de la présente cause, via les GRTA's ou une tarification selon les fonctions ou la distance, ce n'est pas de l'équité ou de la bonne gestion, c'est un choix discriminatoire qui vise spécifiquement la filière hydroélectrique, selon nous.

[...] la minimisation des besoins en hydroélectricité n'est pas nécessairement conforme au développement durable. Bien sûr, que le développement durable exige un effort massif en efficacité énergétique, mais ça n'implique absolument pas qu'il faille commencer par limiter l'offre en énergie renouvelable. On a besoin de d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable. [...]

Le développement durable ne devrait pas être une préoccupation marginale de la présente audience. Il doit être le cadre des grandes orientations de tarification du transport qui seront prises par la Régie. Une tarification qui imputerait les grandes lignes à très haute tension à la production plutôt qu'au transport ou ce qui revient presque au même, une tarification selon la distance ou selon les fonctions nuirait considérablement au développement et au commerce de l'hydroélectricité et faciliterait la vie aux centrales alimentées par des combustibles fossiles qui peuvent, elles, se localiser tout près des centres de consommation et nécessiter ainsi très peu de transport. [...]

[...] Le réseau de transport de TransÉnergie vaut plus cher qu'un réseau desservant des sources non renouvelables. Mais les coûts de production étant bas, le consommateur en sort gagnant. L'environnement global aussi, selon nous, d'un point de vue de développement durable, on le verrait mieux si on comptabilisait la valeur des dommages des pollutions de l'air.

En terminant, en conclusion, je voudrais rappeler, comme je l'ai fait explicitement au tout début, que nous ne prétendons pas représenter le seul point de vue environnemental légitime. Je l'ai exprimé explicitement au début. Mais nous prétendons quand même représenter un point de vue important, incontournable dont il faut tenir compte dans le présent débat.¹⁸

Nous partageons en grande partie les propos de Monsieur Guérard mais ajoutons que des variations et convergences existent aussi à l'intérieur de chacun des deux grands points de vue environnementaux qu'il décrit, et qu'il existe également des positions combinant ces deux grands points de vue environnementaux.

¹⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, n.s, vol. 9, le 17 avril 2001, pp. 232-247.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

22. - *Stratégies Énergétiques* et le *Groupe STOP* s'intéressent particulièrement au processus de planification des investissements et visent à l'intégration de l'ensemble des considérations environnementales (des deux groupes tels que décrits par Monsieur Guérard) au sein de ce processus. Ils situent leur approche dans une perspective de *long terme*, tel qu'expliqué à la présente argumentation.¹⁹

Notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière, précise dans son rapport le point de vue que nous soutenons quant aux apports environnementaux de l'exportation d'hydroélectricité:

"Les exportations québécoises sont [...] susceptibles de remplacer de l'électricité de source thermique générée soit dans les marchés d'exportation eux-mêmes, soit au Midwest américain dont les unités de production peuvent également exporter vers les mêmes marchés.

Selon un rapport produit au Canada par la Table sur l'électricité du Processus national sur les changements climatiques, l'accroissement de la capacité de transport interprovinciale d'électricité réduirait substantiellement les coûts d'une réduction globale des émissions atmosphériques de gaz à effet de serre au Canada, en accroissant notamment le transit d'électricité du Québec vers l'Ontario.²⁰

Ainsi, diverses organisations, tant nationales qu'internationales par ailleurs, reconnaissent l'apport de l'hydroélectricité comme une énergie renouvelable et comme un outil à privilégier dans la foulée des engagements des nations de réduire leurs émissions atmosphériques.

Le Rapport de performance environnementale 1999 fait état des émissions atmosphériques évitées en CO₂, en NO_x et en SO₂ par l'effet des exportations d'électricité québécoises.²¹ Ces exportations auraient permis d'éviter en 1998 quelque 14 372 595 t de CO₂, 60 429 t de SO₂ et 23 512 t de NO_x sur les marchés nord-américains. [...]

En amenant l'évitement de ces émissions atmosphériques, le Québec ne fait pas qu'améliorer l'environnement de ses voisins, il agit aussi dans son propre intérêt. Le Québec est en effet récepteur des polluants atmosphériques émanant des sites de production d'électricité thermiques des provinces et états du nord-est."²²

¹⁹ **GRUPE STOP, STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES**, *Demande d'intervention*, le 8 décembre 1999.

²⁰ Cité dans le texte: **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ** *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999. Recommandation 3C. Extrait produit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

²¹ Cité dans le texte (référence éditée): **HYDRO-QUÉBEC**, *Rapport de performance environnementale 1999*, Montréal, 2000. Produit au dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 4, pp. 10-11.

²² **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, p. 19.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

23. - Le témoin-expert du RNCREQ, Monsieur Philip Raphals, a exprimé quant à lui ses préoccupations environnementales d'une manière différente lorsque nous l'avons contre-interrogé:

[N.D.L.R.: Monsieur Raphals recommandait de ne pas permettre à HQ-Production de bénéficier des rabais de TransÉnergie]

"A: [...] So, if the Régie finds, as we suggest, that there is a problem, in other words that despite functional separation that TransÉnergie is not acting entirely in its own best interest, but indeed partly in the interest of the parent corporation or of the merchant affiliate, then, special remedies may be called for.

Q: How would that benefit the environment?

A: In my view, in my view, limiting the ease with which Hydro-Québec can use its integrated status to develop substantial new hydroelectric facilities without requiring any kind of a public process to determine whether or not they are in fact coherent with the principles of sustainable development is a threat to the environment. And one aspect of that process is the use of discounts to provide special benefits.

Q: [...] I do not understand how excluding Hydro-Québec Production from rebates would permit good hydro power productions and exclude bad ones; I fail to understand how it would have an effect on that?

A: Well, to make a distinction between good hydro productions and bad ones is unfortunately no longer a matter that the Régie has an interest in. But in allowing Hydro-Québec to transfer some of the costs of its commercial developments to native load customers, I think there are two harms. One is to the native load customers and the other is, at least potentially, to the environment which would suffer as a result of the implicit promotion of new development for export."²³

Sur les exportations d'hydroélectricité, Monsieur Raphals spécifie également:

"Q. (Me Jean Morel): You said you were aware of some of the concerns that the RNCREQ had with respect to exports? What are those concerns?

A: It is my impression, from discussions with my client, that the RNCREQ is concerned about the construction of new hydroelectric facilities for export needs, which are not meant for Québec demand."²⁴

²³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, n.s, vol. 27, le 28 mai 2001, pp. 91-92.

²⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3401-98, n.s, vol. 11, le 17 avril 2001, pp. 84-85.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

24. - Le point de vue du RNCREQ se situe donc à l'opposé de celui exprimé tant par le *GRAME-UDD* que par *Stratégies Énergétiques-Groupe STOP*. Le procureur du RNCREQ avait d'ailleurs déjà souligné:

*"D'entrée de jeu, il est important de préciser qu'il existe des différences fondamentales entre le RNCREQ et [les autres intervenants environnementaux au présent dossier], ce qui l'empêche évidemment de se regrouper avec eux. Étant donné la grande divergence de points de vue que nous avons pu constater, il est clair qu'une fusion de ces approches au sein d'un regroupement formel des intervenants ne pourrait que nuire à leur utilité pour la Régie, puisque cela ne leur permettrait pas de transmettre au tribunal la spécificité de leurs points de vue tant dans leur analyse que dans les conclusions recherchées."*²⁵

25. - C'est donc dans ce contexte que se situe la présente argumentation.

²⁵ RNCREQ, Dossier R-3401-98, Lettre à la Régie de l'énergie, le 14 septembre 2000, p. 2.

THÈME 1

LES PRINCIPES DIRECTEURS

1.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE

26. - La Régie détient le pouvoir général de fixer ou de modifier les tarifs et les conditions du transport d'électricité par Hydro-Québec (art. 31(1^o), 48). Elle peut le faire d'office, à la demande d'un intéressé ou même requérir qu'une proposition de modification lui soit soumise par Hydro-Québec (art. 48).

27. - Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'*intérêt public*, la *protection des consommateurs* et un *traitement équitable* du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la *satisfaction des besoins énergétiques* dans une perspective de *développement durable* et d'*équité* au plan individuel comme au plan collectif (art. 5).

28. - La *Loi* vise aussi à permettre le *maintien de la stabilité du transporteur d'électricité* et le *développement normal du réseau de transport* (art. 51).

29. - La Régie peut, d'office ou à la demande d'un intéressé, *énoncer des principes généraux* pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe et déterminer les *méthodes comptables et financières* applicables au transporteur d'électricité (art. 32(3^o), 32(3.1^o)). Elle a compétence exclusive pour *surveiller les opérations* du transporteur d'électricité afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif (art. 31(2.1^o)).

30. - Les éléments que la Régie doit considérer dans la détermination des tarifs et des conditions de transport d'électricité sont énoncés aux articles 49, 50 et 51 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée (art. 49(*in fine*)). L'ensemble de ces dispositions doit être lu en conjonction avec les articles 2, 5, 31, 32, 73, 76 et 164.1 de la *Loi*. Le détail de ces règles est davantage examiné dans les sections qui suivent.

1.2 L'ACCÈS AU MARCHÉ AMÉRICAIN ET LA RÉCIPROCITÉ

1.2.1 L'enjeu

31. - Le respect des exigences de réciprocité de la FERC est un thème qui a dominé les audiences.

32. - La preuve révèle qu'Hydro-Québec est interconnectée à 13 marchés aux États-Unis ²⁶ ainsi qu'avec les provinces d'Ontario et les Maritimes.

33. - Plusieurs participants demandent à la Régie d'approuver ou de rejeter certaines propositions de modification des tarifs et conditions de transport d'électricité au motif que, selon eux, des exigences américaines de réciprocité, réelles ou appréhendées, l'imposeraient. Ce faisant, ils font implicitement valoir que la Régie québécoise aurait une obligation de se conformer aux exigences posées par le régulateur d'un autre État, afin de maintenir le statut de négociant dont bénéficie actuellement la filiale américaine d'Hydro-Québec.

Plusieurs discussions eurent également lieu quant à la marge de manoeuvre dont disposerait la Régie par rapport aux usages réglementaires américains sans compromettre cette réciprocité.

34. - Il y a lieu donc de se poser deux types de questions:

- La Régie est-elle dans l'obligation de rendre une décision conforme aux exigences de la FERC ?
- Quelle marge de manoeuvre les exigences de réciprocité américaines permettent-elles à la Régie ?

35. - Nous croyons que la FERC permet une importante souplesse aux utilités publiques situées hors du territoire américain et qui obtiennent un permis de négociant aux États-Unis.

Cette souplesse est d'autant plus grande que l'objet de la compétence de la Régie québécoise (et les critères dont elle doit tenir compte) est plus étendu que ceux de la FERC, dont la juridiction est partagée avec celle des États.

²⁶ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Page 3. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

À tout événement, la Régie doit statuer sur le présent dossier en vertu du droit québécois et non en vertu de normes, réelles ou appréhendées, émanant d'un autre État.

Le maintien du permis de négociant d'Hydro-Québec sur le marché américain est une question extrêmement importante, que nous ne minimisons aucunement. L'importance que nous accordons à cette question ne doit pas devenir un carcan empêchant la Régie d'adjuger dans l'intérêt public québécois. Il n'existe pas d'obligation supra-législative contraignant la Régie à rendre une décision conforme aux exigences de réciprocité de la FERC. Même dans l'hypothèse improbable où la FERC retirerait le permis de négociant à Hydro-Québec pour cause de non réciprocité en cas de non conformité, Hydro-Québec pourrait continuer d'avoir accès au marché américain (à des conditions moins souples toutefois), en vendant son énergie "à la frontière" à des intermédiaires.

La Régie devrait donc éviter de restreindre indûment ses options au présent dossier, par crainte d'une réaction de la FERC.

Ces questions sont examinées de manière plus approfondie ci-après.

1.2.2 La Régie est-elle dans l'obligation de rendre une décision conforme aux exigences de la FERC ?

36. - *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et le *Groupe STOP* considèrent que la Régie de l'énergie du Québec n'est pas dans l'obligation de rendre une décision conforme aux exigences de réciprocité (réelles ou appréhendées) de la FERC.

Que l'on nous comprenne bien. Il est hautement souhaitable, pour des motifs tant économiques qu'environnementaux, qu'Hydro-Québec puisse conserver son permis de négociant aux États-Unis. Cette considération est extrêmement importante et la Régie doit en tenir compte. Ce n'est toutefois pas la seule des considérations sur lesquelles la Régie doit baser sa décision, compte tenu de sa *Loi* constitutive.

37. - Les seules exigences réglementaires ou régulateurs auxquelles la Régie doit se conformer sont celles établies suivant le droit du Québec.

C'est l'intérêt public québécois qui sera déterminant lorsque la Régie aura à juger s'il est souhaitable de suivre le modèle américain ou de s'en écarter. L'accès au marché continental fait partie de l'intérêt public québécois, mais cela n'en est pas le seul élément constitutif.

38. - Depuis au moins 40 ans, avec la nationalisation de l'électricité, la législation québécoise en matière de développement électrique vise à assurer aux Québécois la maîtrise de ce secteur économique.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Selon les termes de l'époque, cette législation est venue assurer aux Québécois d'être "*maîtres chez eux*" quant à cette ressource et ce bien essentiel qu'est l'électricité. C'est là le fondement du *pacte social* relatif à l'électricité.

La législation actuelle se situe en continuité avec ce principe.

39. - Une des dispositions législatives québécoises dont la Régie doit tenir compte est l'article 14.1 de la *Loi sur le ministère des Ressources Naturelles*. Cet article prévoit que le ministère élabore des politiques relatives aux activités relevant de sa compétence et les soumet à l'approbation du gouvernement.²⁷

C'est en vertu de cette disposition que fut adoptée la *Politique énergétique du Québec* par le gouvernement en novembre 1996.²⁸

La création de la Régie de l'énergie est un élément *constitutif* de cette politique énergétique. Elle a été créée pour en accomplir les objectifs.

40. - L'interprétation de la *Loi sur la Régie de l'énergie* doit donc se faire en fonction de la *Politique énergétique du Québec*.

²⁷ *Loi sur le ministère des Ressources Naturelles*, L.R.Q., c. M-25.2, a. 14.1.

²⁸ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable*, Québec, novembre 1996,

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

41. - La Régie le confirme d'ailleurs :

*"la L.R.E. [N.D.L.R.: Loi sur la Régie de l'énergie] véhicule les valeurs et finalités inscrites à la politique énergétique"*²⁹

*"la création de la Régie de l'énergie et l'adoption de sa loi constitutive consacrent [certaines orientations de la politique énergétique]"*³⁰

D'autres décisions de la Régie sont au même effet. ³¹

42. - Dans cette *Politique énergétique*, le gouvernement du Québec exprime son intention de s'adapter aux nouvelles réalités des marchés énergétiques, de manière à saisir les possibilités et les occasions qu'ils offrent, sans toutefois remettre en question les acquis des québécois. Une telle adaptation doit se refléter notamment dans le transport de l'électricité et la structure corporative d'Hydro-Québec :

*"le Québec ne peut ignorer les exigences des nouveaux marchés énergétiques, ni laisser passer les possibilités et les occasions qu'ils nous offrent. Le gouvernement souhaite donc que la nouvelle politique énergétique aille le plus loin possible dans la prise en considération de ces nouvelles réalités. Beaucoup de choses peuvent être faites, en termes d'organisation des marchés de production et de transport de l'électricité, de restructuration d'Hydro-Québec, d'introduction d'une concurrence accrue dans le secteur de l'électricité, sans pour autant remettre en cause des acquis auxquels tous les Québécois tiennent profondément."*³²

La continuation de l'accès d'Hydro-Québec au marché américain y est vu comme un objectif souhaitable tant pour des motifs économiques qu'environnementaux.

²⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3398-98, *Avis de la Régie de l'énergie au gouvernement du Québec concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité*, Avis A-98-01, le 11 août 1998 (RR. Lambert, Frayne, Dupont), p. 41.

³⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3398-98, *Avis de la Régie de l'énergie au gouvernement du Québec concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité*, Avis A-98-01, le 11 août 1998 (RR. Lambert, Frayne, Dupont), p. 43.

³¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3395-97, *Avis de la Régie de l'énergie au ministre d'État des Ressources naturelles concernant la place de l'énergie éolienne dans le portefeuille énergétique du Québec*, Avis A-98-02, le 30 septembre 1998 (RR. Dumais, Frayne, Tanguay), pp. 7-8.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE Dossier R-3412-98, *Avis sur les modalités de mise en oeuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec*, Avis A-99-02, le 14 décembre 1999 (RR. Dumais, Frayne, Tanguay), pp. 62, 86-87.

³² **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable*, Québec, novembre 1996, pp. 10-11. Souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

43. - La *Politique énergétique* du Québec ne dicte toutefois pas de quelle manière cet accès au marché américain peut se faire.

En novembre 1996, lors de l'adoption de la *Politique énergétique*, l'*Ordonnance 888* de la FERC venait d'être rendue. Certaines ambiguïtés d'interprétation n'avaient pas encore été clarifiées par cette dernière et l'on ignorait encore si la filiale américaine d'Hydro-Québec, *H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, obtiendrait son permis de négociant aux États-Unis.

44. - Le 11 décembre 1996, le préambule du décret d'adoption du premier règlement tarifaire de transport d'électricité au Québec, le *Règlement 652* d'Hydro-Québec, révèle que le gouvernement a d'abord craint, à tort, qu'un permis de négociant deviendrait la seule voie d'accès au marché de gros pour Hydro-Québec, toute vente sans ce permis étant sujette à contestation potentielle :

- *le nouveau cadre réglementaire pour le transport en gros de l'électricité entrera en vigueur le 1^{er} mai 1997;*
- *des ventes potentielles d'Hydro-Québec aux États-Unis seront vulnérables à des plaintes de concurrents si la Société ne se conforme pas au nouveau cadre réglementaire en déposant devant la «Federal Energy Regulatory Commission» une demande d'autorisation de vendre de l'électricité aux prix du marché et un règlement sur les conditions et les tarifs de transport en gros de l'électricité approuvé par le gouvernement;*
- *Hydro-Québec pourra profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis dès qu'elle pourra se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire américain;³³*

45. - Le 5 mars 1997, le préambule du décret approuvant l'actuel *Règlement 659*, en remplacement du *Règlement 652*, était déjà plus mesuré par rapport à celui du décret précédent:

- *Hydro-Québec s'apprête à déposer devant la «Federal Energy Regulatory Commission» une nouvelle demande visant à obtenir un statut de négociant sur le marché de gros de l'électricité accompagné du règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau, approuvé par le gouvernement;*
- *Hydro-Québec pourra profiter de nouvelles occasions de vente aux États-Unis dès qu'elle pourra se prévaloir des conditions du nouveau cadre réglementaire américain;³⁴*

Le *Règlement 659* constitue une transcription presque *verbatim* du *Tarif pro forma* édicté par l'*Ordonnance 888* de la FERC.³⁵

³³ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1559-96 concernant le Règlement numéro 652 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité*, 11 décembre 1996, (1996) 128 G.O.II 7387, préambule.

³⁴ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 276-97 concernant le règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*, 5 mars 1997, (1997) 129 G.O.II 1248, préambule.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

46. - Deux mois plus tard, le 16 mai 1997, la FERC a clarifié son *Ordonnance 888* dans les termes suivants, suite à une requête d'Ontario Hydro :

"[T]here appears to be some confusion as to the applicability of the reciprocity condition to sales by Canadian utilities. [...]

[W]e clarify that [...] the Section 6 reciprocity condition of the pro forma tariff³⁶ does not impose the reciprocity condition in circumstances where a Canadian utility sells power to a U.S. utility located at the United States/Canada border, title to the electric power transfers to the U.S. border utility, and the power is then resold by the U.S. border utility to a U.S. customer that has no affiliation with, and no contractual or other tie to, the Canadian utility. [8] The reciprocity provision thus does not in any way affect historical Canadian-United States buy-sell arrangements, i.e., those involving sales to U.S. border utilities who then resell power to purchasers that have no contractual or other transactional link to the Canadian seller.

[8] The U.S. border utility would be a wholesale purchaser of electric energy. The entity that purchases from the U.S. border utility could be a traditional public utility, a power marketer, a non-public utility, or a retail customer."³⁷

47. - Le 12 novembre 1997, à l'occasion du dossier de la filiale américaine d'Hydro-Québec, *H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, la FERC clarifie davantage:

"[...] Hydro-Quebec, is a Canadian utility that is directly interconnected with a number of United States utilities and already is selling its power at the Canadian-United States border at rates that are not subject to this Commission's regulation. Rejecting H.Q. Energy's application because of Hydro-Quebec's market shares would not prevent those sales. Allowing H.Q. Energy to transact at market-based rates, on the other hand, will allow purchasers of Hydro-Quebec resources to take delivery at somewhere other than the Canadian border at market-based rates. This also may facilitate purchases of Hydro-Quebec resources by customers not directly interconnected with Hydro-Quebec."³⁸

³⁵ *"In this case, H.Q. Energy has submitted proposed transmission tariffs under which Hydro-Quebec will provide transmission service that are virtually identical to the Open Access Rule pro forma tariff. The main difference is that while the pro forma tariff refers to the Commission as the applicable regulatory agency, these tariffs refer to the Regie. [...] Similarly, the proposed tariffs substitute Canadian law for United States law -- e.g., Canadian commercial law in lieu of the Uniform Commercial Code." (In re: H.Q. Energy services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates, FERC Docket No. ER97-851-000, May 9, 1997, pp. 6-7. Published under 79 FERC 61,152 (1997)).*

³⁶ N.D.L.R.: Identique à l'article 6 du *Règlement 659*.

³⁷ **FERC**, Docket No. RM95-8-004, *Order Clarifying Order No. 888 Reciprocity Condition and Requesting Additional Information*, May 16, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey and Santa) Published at 79 FERC 61,182.

³⁸ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Pages 3-4. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

48. - Il ressort de ces clarifications de l'*Ordonnance 888* que deux manières d'avoir accès au marché américain sont possibles :

- En obtenant le statut de négociant, permettant de vendre de l'électricité sur le libre marché.
- Sans obtenir le statut de négociant, en vendant l'électricité "*à la frontière*" à une utilité publique négociant en gros, qui devient alors un intermédiaire supplémentaire avant de rejoindre le point de charge. Il va de soi que cette intermédiation ajoute un coût et peut réduire la souplesse des transactions, ce qui est susceptible de diminuer l'accès effectif au marché.

49. - Ces deux possibilités d'accès au marché américain se reflètent dans le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec .

En 1996, le gouvernement a décrété que le *Plan stratégique* (autrefois appelé plan de développement) d'Hydro-Québec devra être conforme à "*la politique énergétique gouvernementale*".³⁹ Suivant l'article 21.3 de la *Loi sur Hydro-Québec*⁴⁰ et le *Décret 964-97 concernant la forme, la teneur et la périodicité du Plan stratégique d'Hydro-Québec*, le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec, sujet à approbation gouvernementale, doit notamment contenir "*une appréciation du positionnement souhaité*" de l'entreprise au terme du plan.⁴¹ Le Plan doit également énoncer "*les orientations, les objectifs et les stratégies de long terme qu'Hydro-Québec entend mettre de l'avant*" quant au développement des marchés, ainsi que "*les enjeux économiques, environnementaux, sociaux et régionaux*" qui y sont liés.⁴²

Hydro-Québec et le gouvernement du Québec réitèrent donc, dans le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec, leur adhésion à la *Politique énergétique* du Québec:

*"Hydro-Québec continue, comme pour son Plan stratégique 1998-2002, de prendre acte de ces orientations et de l'objectif central de la Politique énergétique dans l'élaboration du présent Plan."*⁴³

³⁹ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1474-96 concernant le Plan de développement d'Hydro-Québec*, le 27 novembre 1996, (1996) 128 G.O.// 6864.

⁴⁰ *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5, a. 21.3.

⁴¹ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 964-97 concernant la forme, la teneur et la périodicité du Plan stratégique d'Hydro-Québec*, le 30 juillet 1997, (1997) 129 G.O.// 5537. Ce décret fut appliqué aux plans stratégiques 1998-2002 et 2000-2004 d'Hydro-Québec. Il fut remplacé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1091-2000 concernant la forme, la teneur et la périodicité du plan stratégique d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O.// 6518 (Mod. Par D. 829-2001, (2001) 133 G.O.// 5223) qui sera applicable au plan stratégique de 2002-2006. Pour les fins ici indiquées, le décret de 2000 est au même effet que celui de 1997.

⁴² *Id.*

⁴³ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, pp. 14-15. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O.// 6518.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Les *Plans stratégiques 1998-2002 et 2000-2004* d'Hydro-Québec, approuvés par décret du gouvernement, décrivent le statut de négociant comme étant un moyen préférable d'accéder au marché américain, **mais non le seul possible**. Même en cas de refus du permis de négociant à *H.Q. Energy services (U.S.) Inc.*, Hydro-Québec et le gouvernement du Québec entrevoyaient même des possibilités intéressantes d'accès au marché de gros américain par vente "à la frontière" à des intermédiaires négociants:

"Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec (tel qu'approuvé par le gouvernement):

*L'évolution plus récente – notamment la multiplication des intermédiaires et les nombreuses offres de partenariat venant d'intervenants majeurs dans l'industrie – permet de croire qu'Hydro-Québec aura le choix, soit de transiger directement dans les marchés avec le permis émis par la FERC, soit de transiger à des conditions attrayantes avec un nombre important d'intermédiaires à la frontière du Québec."*⁴⁴

"Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec (tel qu'approuvé par le gouvernement):

*[...] le permis de négociant en gros délivré par la FERC à H.Q. Energy Services (U.S.) offre une flexibilité commerciale accrue à l'entreprise dans ses choix de transactions. Celles-ci peuvent maintenant se faire à des conditions attrayantes non seulement à la frontière du Québec, mais aussi directement dans les marchés."*⁴⁵

*"En novembre 1997, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis délivre à H.Q. Energy Services (U.S.), une filiale d'Hydro-Québec, un permis de négociant en gros au prix du marché. L'entreprise peut alors transiger directement à des conditions de marché aux États-Unis, mettant ainsi encore plus en valeur les actifs importants et l'expertise commerciale développés au fil des ans au Québec."*⁴⁶

50. - La scission de la fonction transport d'Hydro-Québec par rapport aux autres fonctions de la Société d'État, et la création d'un tarif spécifique à cette activité expriment la volonté du législateur de favoriser le respect des conditions de réciprocité établies par la FERC et, ainsi, de rendre possible

Voir au même effet: HYDRO-QUÉBEC, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, pp. 1 et 11-12. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

⁴⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, p. 18 (Cet extrait n'est pas modifié par les ajustements en addendum). **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

⁴⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 18. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁴⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 13. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

l'obtention et le maintien du statut de négociant de la filiale américaine d'Hydro-Québec ⁴⁷, sans que cela soit toutefois la seule voie d'accès possible au marché américain.

51. - Nous ne plaillons aucunement que l'accès par vente à la frontière serait aussi avantageux pour Hydro-Québec que l'accès direct au marché que permet le statut de négociant. Nous désirons simplement que la question du permis de négociant et des exigences de réciprocité soit située dans sa juste perspective.

Nous croyons que la perte du permis de négociant d'Hydro-Québec est une hypothèse très improbable. Toutefois, même si elle devait se réaliser, il n'en résulterait pas une perte d'accès au marché américain; cet accès perdrait seulement de sa souplesse.

La plus grande souplesse d'accès au marché américain que permet le statut de négociant (et donc le respect des règles de réciprocité) est un aspect très important à considérer, mais son importance n'est pas telle qu'elle doive retirer toute discrétion à la Régie au présent dossier en vertu des autres critères de sa *Loi* consutive.

1.2.3 Quelle marge de manœuvre les exigences de réciprocité de la FERC permettent-elles à la Régie québécoise ?

52. - La preuve révèle que les exigences de réciprocité de la FERC se caractérisent par une souplesse à quatre niveaux:

- La FERC fait preuve de déférence à l'égard des juridictions situées hors du territoire des États-Unis. Les exigences de réciprocité leur sont appliquées de manière plus souple, en permettant des variations motivées par les objectifs propres à ces juridictions, dans leur champ de compétence.
- L'objet de la juridiction de la FERC et les critères qu'elle doit considérer dans l'exercice de ses fonctions ne sont pas les mêmes que ceux de la Régie de l'énergie. La FERC doit en effet partager sa juridiction avec les États, (notamment quant aux questions de charge locale, aux questions sociales et environnementales) ce qui n'est pas le cas de la Régie québécoise. La juridiction de la Régie sur ces questions devrait amener la FERC à lui faire déférence.
- L'accès d'Hydro-Québec au marché américain répond également à l'intérêt public américain.

⁴⁷ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3405-98, Décision D-98-98 (RR. Dupont, Frayne, Tanguay), p. 7.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

- Enfin, les exigences de réciprocité de la FERC se caractérisent elles-mêmes par une souplesse intrinsèque sur des questions particulières.

1.2.3.1 La souplesse des exigences de réciprocité de la FERC à l'égard des juridictions canadiennes

53. - La FERC a d'abord indiqué que ses exigences de réciprocité s'appliquaient également aux utilités publiques canadiennes:

"In prior market-based rate cases involving power marketer affiliates of Canadian utilities, the Commission has applied the same general standards that we use for reviewing requests for market-based rates by power marketers affiliated with United States utilities."⁴⁸ In Energy Alliance, for example, we stated that the marketer must be able to show that its transmission owning utility affiliate offers non-discriminatory access to its transmission system that can be used by competitors of the power marketer to reach the United States."⁴⁹

54. - Elle tempère cependant son propos en ajoutant que plusieurs approches sont possibles pour satisfaire à ces exigences de réciprocité. De plus, la FERC n'a pas à se préoccuper du libre accès des entités américaines aux marchés canadiens, mais uniquement de leur libre accès aux réseaux de transport électrique canadiens pour alimenter des charges américaines. Le libre accès aux marchés canadiens n'est pas de la juridiction de la FERC:

"We added, however, that we would consider a variety of approaches when dealing with the market power of foreign utility affiliates of United States marketers."⁵⁰ In Powerex, although we rejected the marketer's application for failure to demonstrate mitigation of transmission market power, we emphasized that the Commission, while wishing to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets, does not intend to open intra-Canadian electric markets by imposing open access tariffs for transactions wholly within Canada. Moreover, the Commission stated that it would determine on a case-by-case basis what tariffs, other than the Open Access Rule pro forma tariff, would satisfy our concerns, i.e., be consistent with our comparability principles."⁵¹ ⁵²

⁴⁸ Cité dans le texte: "The cases include: Energy Alliance Partnership, 73 FERC 61,019 (1995) (Energy Alliance); TransAlta Enterprises Corporation, 75 FERC 61,268 (1996) (TransAlta); Powerex; and Ontario Hydro Interconnected Markets Inc., 78 FERC 61,369 (1997), reh'g pending (Ontario Hydro)." La décision sur TransAlta est reproduite sous: Dossier R-3401-98, Pièce SE-STOP, Document 3.

⁴⁹ FERC, Docket No. ER97-851-000, In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Page 6. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SE-STOP 32, Document 2 (en liasse).

⁵⁰ Cité dans le texte: "73 FERC at 61,030-31. Accord, TransAlta, 75 FERC at 61,875-76." La décision sur TransAlta est reproduite sous: Dossier R-3401-98, Pièce SE-STOP, Document 3.

⁵¹ Cité dans le texte: "See Powerex, 78 FERC at 61,100."

⁵² FERC, Docket No. ER97-851-000, In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"The Commission's jurisdiction in this proceeding extends only to H.Q. Energy's jurisdictional power sales in the United States. As a condition of approving those sales, the Commission simply evaluates the transmission arrangements that are available in Canada (under the jurisdiction of Canadian governments and regulatory agencies) against the standards that the Commission requires for open access transmission services under our jurisdiction."⁵³

"The Crees ask the Commission to condition approval of H.Q. Energy's application on amendments to Canadian laws to remove the requirement for Canadian government approval to obtain new suppliers and to recognize power marketers within Quebec on terms similar to those imposed by the Commission. To the extent the Crees seek our interference with trade that takes place wholly within Canada, we cannot do so. The market for power sales that take place wholly within Canada is beyond the scope both of this proceeding and of our jurisdiction.

We note that in Ontario Hydro, 78 FERC at 62,529, the Commission stated that it seeks to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets. We believe that United States sellers should be able to sell to wholesale purchasers within Canada. However, we also believe the Crees' concerns are premature at this time."⁵⁴

55. - Le Commissaire Santa précise la portée de cette dernière phrase:

"According to the Crees, the law within the Province of Quebec requires Canadian wholesale purchasers to obtain government approval prior to purchasing from suppliers other than Hydro-Quebec. In addition, Canadian law does not expressly recognize the authority of any utility other than Hydro-Quebec to act as a power marketer in Quebec. The Crees complain that these provisions will hinder the realization of a fully competitive wholesale market in Quebec. On this basis, the Crees ask that approval of H.Q. Energy's application be conditioned on the elimination of these requirements.

The Commission responds to the Crees as follows:

To the extent the Crees seek our interference with trade that takes place wholly within Canada, we cannot do so. The market power for sales that take place wholly within Canada is beyond the scope of both this proceeding and of our jurisdiction.

We note that in Ontario Hydro, 78 FERC at 62,529, the Commission stated that it seeks to assure reciprocal service into and out of Canada when Canadian entities seek access to United States markets. We believe that United States sellers should be able to sell to wholesale purchasers within Canada. However, we also believe that the Crees' concerns are premature at this time."⁵⁵

FERC 61,152 (1997). Page 6. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse). Souligné par nous.

⁵³ **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Page 7. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse). Souligné par nous.

⁵⁴ **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Pages 11-12. Produit sous: Dossier R3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse). Souligné par nous.

⁵⁵ Cité dans le texte: pp. 11-12.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

My concern is with the final two sentences of this discussion. These two sentences leave open the possibility that the Commission would deny, or suspend, the market-based rate authority sought by H.Q. Energy if it were proven that the ability of wholesale purchasers within the Province of Quebec to seek alternative suppliers was not comparable to the ability, under the Federal Power Act and Commission regulations, of wholesale purchasers in the United States to seek alternative suppliers.

If this question were to come before the Commission in the future, I do not believe that it would be proper for the Commission to leverage its authority over the terms and conditions for access to the U.S. bulk power market solely for purposes of bringing about reforms in the regulation of bulk power markets in Canada. In particular, I question whether there would be a sufficient nexus between such action and the Commission's goal of promoting competition in U.S. bulk power markets. Clearly, a sufficient nexus exists for requiring that Canadian utilities affiliated with jurisdictional power marketers provide competing sellers seeking access to U.S. bulk power markets with wholesale transmission service, as well as requiring that such Canadian utilities not otherwise block competitors seeking access to U.S. markets. Such conditions are appropriate, because they are connected with promoting competition in U.S. bulk power markets. Still, no such nexus is apparent when it comes to the potential that the Commission might deny market-based rate authority on the basis that comparable access to wholesale customers was not provided within the Province of Quebec."⁵⁶

56. - Le Commissaire Santa reconnaît que la FERC, en imposant des conditions d'accès au marché américain, serait capable d'exercer une influence considérable sur les législateurs, régulateurs et utilités publiques du Canada et de les amener à ouvrir leur marché interne à la compétition de gros.

Il juge toutefois qu'il n'est pas de la juridiction de la FERC d'agir ainsi et de chercher à modifier les politiques du Canada :

"The question here is not the desirability of competition within the Canadian bulk power market. For what it is worth, I agree that the evolution of a truly competitive continental power market would be desirable. Nor is the question whether, by conditioning access to U.S. bulk power markets, the Commission can leverage Canadian lawmakers, regulators, and publicly-owned utilities to open their market to wholesale competition. Clearly, the ability to set the terms and conditions for access to the vast U.S. market gives the Commission considerable leverage over how potential entrants order their business.

Rather, the question is whether it is within the appropriate sphere of the Commission's authority to be concerned with economic policy issues outside the United States borders. In my opinion, unless there exists a nexus between the Commission's policy to encourage competition in bulk power markets in the United States and the conditions placed on extraterritorial utilities affiliated with power marketers seeking market-based rate approval, it is not the Commission's business to be concerned with the competitiveness of the bulk power market outside the United States."⁵⁷

⁵⁶ **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Opinion du Commissaire Santa, May 15, 1997, pp. 1-3. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse). Souligné par nous.

⁵⁷ **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Opinion du Commissaire Santa, May 15, 1997, pp. 1-3. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse). Souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

57. - Dans le même sens, la Commissaire Bailey veut rassurer le Canada en précisant que la FERC ne vise à exercer aucune "coercition" sur les politiques internes et les marchés canadiens:

"In this order the Commission had to address the Crees' concerns that the H.Q. transmission tariffs are not the same as the pro forma tariffs because the Crees are subject to the provincial government and not to this Commission. Thus, they are not assured the ability to purchase from suppliers despite the presence of the transmission tariff. In the order we say that, "We believe that U.S. sellers should be able to sell to wholesale purchasers within Canada". I agree with this belief because I believe that competitive wholesale markets are best suited to serve the economic interests of consumers wherever they are, but there are limits to our ability and our responsibility to impose this belief on others beyond the Commission's jurisdiction.

Given the Commission's jurisdictional limits, reciprocity is necessary to assure fair access requirements for those entities that seek access to markets that are within the Commission's jurisdiction. With reciprocity we are assured that all entities play by the same access rules. But, we can not and do not use reciprocity to achieve goals beyond the reach of the Commission. I take this opportunity in my concurrence to explain my views on the limits of reciprocity.

This Commission developed and adopted the concept of reciprocity in Order No. 888 and affirmed it in Order No. 888A. Order No.888, 61 Fed Reg.21,540 (1996), FERC Stats. & Regs. 31,036 (1996), order on reh'g, Order No. 888-A, 62 Fed. Reg. 12,274 (1997), FERC Stats. & Regs. 31,048 (1997), reh'g pending. Reciprocity in Order No. 888 was explained to insure that "any public utility that offers non-discriminatory open access transmission for the benefit of customers should be able to obtain the same non-discriminatory access in return." (underlining added) But, the Commission acknowledged that tax-exempt benefits afforded to certain entities such as municipal utilities might be endangered under such a policy. Hence the Commission concluded that, "...we must ensure that the reciprocity requirement will not be used to defeat tax-exempt financing authorized by Congress. Therefore, we clarify that reciprocal service will not be required if providing such service would jeopardize the tax-exempt status of the transmission customer's (or its corporate affiliates') bonds used to finance such transmission facilities."

This waiver provision spells out two important points for the future reciprocity deliberations. First, we envision reciprocity to only apply to transmission services as is indicated by the underlining. It does not extend to other assurances of market access. Second, we are willing to waive reciprocity when it would result in violation of a requirement from some other governmental entity.

In the H.Q. Energy case and in all similar situations involving foreign entities, I believe this means that we can only insist that the affiliated foreign entity that owns transmission, as a condition on market-based rate approval, provide transmission service. They do not have to guarantee that wholesale purchasers be able to use that service if there is some other applicable restriction. This is analogous to the situation of many retail customers in the United States. We have said that if retail customers become eligible for transmission access through some state ordered action or the voluntary arrangement of a utility then those retail customers are able to use the pro forma tariffs we ordered in Order 888. But, we do not require that retail customers be able to use the transmission tariffs, that is a decision beyond our jurisdiction.

We have developed our reciprocity position regarding Canadian entities in several cases. First, in Energy Alliance Partnership, 73 FERC 61,019 (1995), we said that non-discriminatory access to transmission must be available to competitors to reach U.S. Markets. Then we expanded that interpretation of reciprocity in TransAlta Enterprises Corporation, 75 FERC 61,268 (1996) (Transalta), (which was referenced in the Powerex order cited by the Commission in this H.Q. Energy case) to include access for United States competitors into Canada on a reciprocal basis.

In Transalta, the Commission said, "All potential users of the Alberta transmission system (affiliated or not) are subject to the same rates, terms, and condition and have access to the Alberta system to reach loads in the United States. Indeed, TransAlta's application does not indicate any limitation on the ability of a power seller in the United States to use the Alberta pool and transmission grid to reach potential markets in

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Canada. We view the expansive scope of the Alberta arrangements, allowing for power sales from Canada into the United States and vice versa, as a positive factor in our assessment of TransAlta's application for market-based rates." (Underlining added) In other words, reciprocity refers to use of the transmission system to reach potential markets. There is no guarantee that reciprocal transmission access results in a customer on the other end.

In addition, while not yet tested, we have received assurances that our views on reciprocity with Canadian entities are consistent with the North American Free Trade Agreement (NAFTA). A more expansive approach to reciprocity, as suggested by the Crees, may violate NAFTA. If parties want to continue to pursue this more expansive approach, we will need to engage those entities best able to interpret NAFTA for electric markets.

With this further explanation, I am able to fully support the order. I do not believe the order is vague. But, given the importance of electric trade between the United States and Canada and the recurring nature of these issues, I thought it prudent to err on the side of more explanation rather than less."⁵⁸

"[W]e are not "coercing" Canada into adopting our policies or "imposing" open access on Canadian entities; we are simply placing the same condition on a Canadian entity's use of a United States utility's open access tariff as on a domestic non- public utility's use of that tariff. However, consistent with the approach we have taken in other contexts involving foreign utilities seeking to transact in United States electricity markets, we are amenable to a variety of approaches for Canadian utilities to meet the reciprocity condition."⁵⁹

"In recent cases involving the mitigation of transmission market power of Canadian utilities that are affiliates of power marketers that seek to sell power at market-based rates in the United States, the Commission has explicitly acknowledged the sovereign authority of Canadian governments over Canadian entities and has said that we will be "amenable to a variety of approaches" for foreign utilities to mitigate transmission market power. British Columbia Power Exchange Corporation, 78 FERC 61,024 (1997); accord, TransAlta Enterprises Corporation, 75 FERC 61,268 (1996) and Energy Alliance Partnership, 73 FERC 61,019 (1995)."⁶⁰

58. - La Régie de l'énergie du Québec ne devrait par conséquent pas craindre d'exercer pleinement sa juridiction, suivant sa Loi constitutive, sans s'imposer à elle-même un carcan que la FERC ne lui a jamais imposé.

⁵⁸ FERC, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Opinion de la Commissaire Bailey, May 21, 1997, pp. 1-3. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse). Souligné pour nous et soulignements dans le texte.

⁵⁹ FERC, Docket No. RM95-8-001, *Order No. 888-A (Order on Rehearing). Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*, March 4, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa). Published as 78 FERC 61,220; Section IV (G)(4), p. 432. Souligné par nous.

⁶⁰ *Id.* Souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

1.2.3.2 La souplesse des exigences de réciprocité résultant de la différence de juridiction entre la FERC et la Régie québécoise sur les questions de charge locale, et les questions sociales et environnementales

59. - Il est d'autant plus approprié, pour la FERC des États-Unis, de faire preuve de souplesse à l'égard de la réciprocité des entités du Canada, que les critères décisionnels inscrits à la juridiction des régulateurs de ces deux pays ne sont pas les mêmes.

60. - Les articles 205 et 206 de la *Federal Power Act (FPA)*, en vertu desquels ont été rendues l'*Ordonnance 888* de la FERC et sa décision sur *H.Q. Energy services (U.S.) Inc.*, ne comportent aucune disposition comparable à l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, qui statue que, "[d]ans l'exercice de ses fonctions, la Régie [...] favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif."⁶¹

61. - Par ailleurs, bien que la FERC soit tenue de tenir compte de l'intérêt public, la notion d'"*intérêt public*" varie des deux côtés de la frontière, en raison de cultures politiques différentes. La tradition politique américaine est moins interventionniste. De plus, les États-Unis ne connaissent pas d'équivalent au "*pacte social*" de l'électricité au Québec.

62. - Enfin, la gestion du service de transport pour la charge locale ne relève pas de la FERC ni de l'*Ordonnance 888*, tel qu'il fut expliqué à l'audience, alors que cette charge, au Québec, est de la juridiction de la Régie de l'énergie.

63. - Dans sa décision sur le permis de négociant d'*H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*, où le caractère réciproque du *Règlement 659* d'Hydro-Québec fut analysé, la FERC note que les enjeux environnementaux (tout comme les enjeux spécifiquement canadiens) "*are outside the scope of this proceeding*"⁶²

64. - Les Cris du Québec tentèrent sans succès d'amener la FERC à réviser cette partie de sa décision quant aux questions environnementales:

⁶¹ **UNITED STATES CONGRESS**, *Federal Power Act (FPA)*, Sections 201-214, Codified as 16 U.S.C. s. 824-824m. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 1. Les articles 205 et 206 sont renumérotés 16 U.S.C. s. 824 d et 824 e.

⁶² **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Page 2, note 5. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"Finally, the Crees assert that the Commission ignored evidence of significant environmental harm. In the November 12 order, the Commission declined to address issues outside the scope of this proceeding -- including environmental issues."⁶³

The Crees' request for rehearing presents no basis to modify our earlier determination."⁶⁴

65. - La Cour d'appel fédérale des États-Unis refusa d'intervenir, au motif que le déclin de juridiction de la FERC sur les questions environnementales ne constituait pas une interprétation déraisonnable de sa loi constitutive, le législateur étant par ailleurs silencieux sur cet aspect de sa juridiction:

"FERC's exclusion of environmental claims is valid. In the face of congressional silence we defer to an agency's reasonable interpretation of statutes it is charged with administering. Chevron U.S.A. Inc. v. NRDC, 467 U.S. 837, 842-43 (1984)."⁶⁵

"[...] the Commission has affirmatively forsworn environmental considerations. In PSI Energy, Inc., 55 FERC p 61,254 (1991), it reviewed an interconnection agreement and rates to be charged thereunder. Certain petitioners raised various "siting, health, safety, environmental [and] archaeological problems" associated with the line through which the power would flow, but the Commission said that such factors were "beyond the Commission's authority to consider under sections 205 and 206 of the Federal Power Act." Id. at 61,811. ")"⁶⁶

66. - Il est à noter que, contrairement au Québec, la FERC doit partager sa compétence énergétique avec celle des États qui, eux, ont à traiter de questions environnementales et de questions d'intérêt public de juridiction étatique.

67. - En conséquence, si la Régie de l'énergie du Québec, dans l'exercice de sa juridiction au présent dossier suivant les critères prévus aux articles 5 et 49 de sa *Loi* constitutive, était amenée à décider de tarifs et conditions de transport d'électricité quelque peu différents de ceux du tarif *pro forma* de l'*Ordonnance 888*, la différence entre les deux textes réglementaires pourrait aisément s'expliquer par les différences juridictionnelles des deux tribunaux.

68. - La référence à des considérations de développement durable et d'intérêt public, par la Régie, dans sa décision, constitue même un moyen de protéger celle-ci contre des attaques auprès de la FERC quant au respect des exigences de réciprocité.

⁶³ Cité dans le texte: 81 FERC at 61,809 n.5.

⁶⁴ **FERC**, Docket No. ER97-851-002, *Order Denying Rehearing and Order Authorizing Issuances of Securities and Assumptions of Liabilities*, March 11, 1998 (CC. Hoecker, Bailey, Massey, Breathitt, Hebert). Published at 82 FERC 61,234 (1998). Page 6. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

⁶⁵ *Grand Council of the Crees (of Quebec) v. FERC*, F. (D.C.) no. 98-1280, January 11, 2000, Edwards, Williams, Rogers JJ. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

⁶⁶ *Id.*

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

69. - Rien ne permet, à ce stade, d'affirmer que la FERC interprétera ses exigences de réciprocité de manière telle qu'elles interdiraient à un tribunal canadien de tenir compte d'enjeux de développement durable alors que le tribunal américain aurait opté de ne pas en tenir compte. Rien ne permet également d'affirmer que les exigences de réciprocité de la FERC interdisent la prise en compte par la Régie de considérations d'intérêt public canadien ou québécois, qui soient différentes de l'intérêt public tel qu'interprété aux États-Unis.

70. - Il serait également logique que la Régie de l'énergie réglemente le service de transport de charge locale davantage que les brèves mentions au tarif *pro forma* de la FERC.

71. - Nous réitérons donc, pour ce second motif, que la Régie ne devrait pas elle-même s'imposer un carcan que ne lui impose pas la FERC.

1.2.3.3 La souplesse résultant de l'intérêt public américain

72. - La preuve révèle qu'Hydro-Québec se situe au premier rang des producteurs d'électricité du continent.⁶⁷

73. - La preuve révèle également que plusieurs États des États-Unis, dont l'État de New York et à un moindre degré ceux de la Nouvelle-Angleterre, disposent d'une capacité insuffisante de production électrique, en raison d'une mauvaise planification suite à l'ouverture des marchés, ce qui suscite des pannes ou du délestage d'une surprenante fréquence pour un pays industrialisé.

74. - La preuve révèle que la production électrique d'Hydro-Québec peut être vendue sur ces marchés à un prix très compétitif (donc avantageux pour les consommateurs américains) et que la capacité d'entreposage énergétique des réservoirs hydroélectriques offre un atout supplémentaire.

75. - Enfin, la preuve révèle que la capacité d'exportation des interconnexions Québec-New York et Québec-Nouvelle-Angleterre est déjà très fortement utilisée par Hydro-Québec, et que deux démarches d'Hydro-Québec pourraient accroître cette capacité. D'une part, des négociations sont en cours en vue de reconnaître la capacité nominale de 2000 MW de l'interconnexion HVDC avec la Nouvelle-Angleterre.

⁶⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 39. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

D'autre part, un projet de ligne (dont TransÉnergie U.S. est le maître d'œuvre) entre l'État du Connecticut et la Ville de New York pourrait permettre des ventes accrues d'Hydro-Québec à cette Ville.

76. - Nous Dans un tel contexte, il est vraisemblable que le respect strict des exigences de réciprocité de l'*Ordonnance 888* ne sera pas le seul critère d'intérêt public dont tiendra compte la FERC s'il lui est demandé de retirer le permis de négociant à *H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.* Le Nord-est américain a besoin des ventes d'Hydro-Québec.

Cet intérêt, en soi, pourrait amener une souplesse d'interprétation par la FERC des règles de réciprocité imposées à Hydro-Québec.

1.2.3.4 La souplesse additionnelle des exigences de réciprocité sur des questions spécifiques

77. - La FERC a exprimé une souplesse additionnelle quant à des domaines particuliers, tels que la structure organisationnelle de l'entreprise (et l'indépendance fonctionnelle du transporteur) et la structure tarifaire.

78. - Cette souplesse additionnelle sera abordée aux sections correspondantes de la présente argumentation.

1.2.4 La révision triannuelle du permis de négociant de H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.

79. - En 1997, la FERC a statué que le permis de négociant de H.Q. Energy Services (U.S.) Inc. serait sujet à un réexamen triannuel.⁶⁸

80. - Preuve a été faite à l'audience que les concurrents américains Enron et Coral ont, à l'occasion de la révision de 2000 de ce permis, logé des oppositions pour des motifs divers.⁶⁹

⁶⁸ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Page 6. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

⁶⁹ **ENRON POWER MARKETING INC. and CORAL POWER, L.L.C.**, FERC Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Protest*, December 7, 2000. Produit sous: **COALITION INDUSTRIELLE**, Dossier R-3401-98, Appendix 1. Commenté sous: n.s. vol. 6, 10 avril 2001, p. 104, question 152 de M^e Durocher.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

81. - Aucune preuve n'a toutefois été produite à l'effet que ces oppositions auraient été accueillies par la FERC.

1.3 LE PACTE SOCIAL DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

82. - Suivant l'article 5 de sa *Loi* constitutive, la Régie doit, dans l'exercice de ses fonctions, tenir compte de l'intérêt public.

83. - Au Québec, l'intérêt public inclut ce qu'il est convenu d'appeler le "*pacte social*" de l'électricité.

84. - En approuvant le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec, le gouvernement réitère en effet son engagement à maintenir ce pacte social:

"Les orientations du Plan stratégique 2000-2004 maintiennent le pacte social fondé sur les acquis de la nationalisation de l'électricité, à savoir :

- *des tarifs uniformes, par catégories de clients, pour l'ensemble du réseau ;*
- *la stabilité tarifaire assurée par la filière de production hydroélectrique, pour toutes les catégories de clients ;*
- *des tarifs bas, particulièrement pour le secteur résidentiel ;*
- *la propriété publique de l'entreprise.*

Les orientations corporatives sont fondées aussi sur les engagements de l'entreprise, au cours des dix dernières années, quant à sa performance et à l'amélioration continue du service à la clientèle québécoise :

- *un service fiable et amélioré ;*
- *un approvisionnement sûr répondant à la croissance de la demande d'électricité au Québec ;*
- *une société d'État rentable et efficace."*⁷⁰

⁷⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, pp. 25-26. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

Au même effet: **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, pp. 2 et 25. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Les acquis pour les clients du Québec

- Tarifs uniformes
- Tarifs bas
- Tarifs stables
- Qualité de service
- Propriété publique ⁷¹

85. - On a vu que le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec est un acte juridique dont la Régie doit tenir compte, en raison de son approbation gouvernementale. ⁷²

86. - Le respect du pacte social de l'électricité est également implicite à l'intention du législateur, lorsqu'il a constitué la Régie de l'énergie contemporanément à la publication de la *Politique énergétique* du gouvernement du Québec en novembre 1996.

On a vu plus haut que cette *Politique énergétique* était adoptée suivant l'article 14.1 de la *Loi sur le ministère des Ressources Naturelles* et que la Régie de l'énergie était justifiée de s'y référer dans l'interprétation de son mandat. ⁷³

87. - Comme on le verra, le pacte social de l'électricité permet notamment de justifier la priorité de la charge locale dans l'allocation de capacité.

Le pacte social québécois permet également de justifier les orientations de développement du réseau et l'uniformité tarifaire pour en assurer le financement.

Ces questions seront abordées aux sections correspondantes de la présente argumentation.

1.4 LE DÉVELOPPEMENT DURABLE DANS UNE PERSPECTIVE CONTINENTALE

88. - Le développement durable ne doit pas être traité comme un thème en soi, qui s'ajouterait aux autres thèmes du dossier.

Le développement durable, comme l'intérêt public, fait partie des considérations par lesquelles les différents thèmes de ce dossier doivent être analysés.

⁷¹ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 25. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁷² Voir section 1.2.2 de la présente argumentation.

⁷³ Voir section 1.2.2 de la présente argumentation.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

89. - Pour la première fois en 1996, le gouvernement du Québec consacre le principe du *développement durable*, tel que défini par la *Commission Brundtland*, et en fait le fondement de sa *Politique énergétique*:

"Mettre l'énergie au service des Québécois

L'objectif global : s'adapter aux changements en cours et en tirer parti, dans la perspective du développement durable

L'énergie doit être au service des Québécois et cela, dans une perspective de développement durable. Pour le gouvernement du Québec, la nouvelle politique énergétique sera fondée sur ce concept de développement durable, dans son sens le plus large. La Commission Brundtland, qui a popularisé la notion de développement durable, en a fourni une définition retenue par tous : le développement durable est un développement qui permet de satisfaire aux besoins des générations actuelles, sans remettre en cause la capacité des générations futures de répondre à leurs propres besoins.

À partir de cette définition, on a donné au concept une acception très large : selon cette approche, le développement durable englobe les préoccupations économiques, sociales et environnementales, et prend en compte la notion d'équité, sur le plan individuel comme sur le plan collectif.⁷⁴ Le gouvernement considère qu'au-delà de la notion de pérennité des ressources et des approvisionnements, la recherche d'un développement durable conduit à promouvoir les solutions qui répondent aux besoins d'une économie en croissance, tout en préservant la qualité de l'environnement et en assurant la prise en considération des aspirations collectives et de l'équité.⁷⁵

90. - La *Loi sur la Régie de l'énergie* reprend cette notion à son article 5 et la Régie a fait sienne l'orientation gouvernementale exprimée dans la politique énergétique:

"La Régie a pour mandat de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable, dans l'exercice de ses fonctions.

Ainsi, il est reconnu dans la société québécoise que :

*« le développement durable englobe les préoccupations économiques, sociales et environnementales, et prend en compte la notion d'équité, sur le plan individuel comme sur le plan collectif ».*⁷⁶

*D'ailleurs, la politique énergétique du gouvernement du Québec est fondée sur le concept de développement durable.*⁷⁷

⁷⁴ Cité dans le texte (référence éditée) : **TABLE DE CONSULTATION DU DÉBAT PUBLIC SUR L'ÉNERGIE**, *Pour un Québec efficace. Rapport*, Québec, 1996, p. 24.

⁷⁵ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable*, Québec, novembre 1996, p. 11. Souligné par nous.

⁷⁶ Cité dans le texte (référence éditée) : **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable*, Québec, novembre 1996, p. 11.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

C'est l'approche qu'adopte la Régie dans l'exercice de ses fonctions, [...]»⁷⁸

91. - La Régie, comme on l'a vu, doit interpréter son mandat en fonction de la *Politique énergétique* du gouvernement du Québec, laquelle était contemporaine à sa création. Cette *Politique* est un acte juridique dont la Régie doit tenir compte, étant adoptée suivant l'article 14.1 de la *Loi sur le ministère des Ressources Naturelles*.⁷⁹

92. - L'amendement législatif de 2000 à l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* a maintenu l'intérêt public, l'équité au plan individuel et collectif et le développement durable comme étant des considérations sur lesquels la Régie doit se baser dans l'exercice de ses fonctions:

"La Régie est d'opinion que les expressions « intérêt public », « protection des consommateurs », « développement durable » et « équité au plan individuel comme au plan collectif » comportent ou peuvent comporter, en soi, des préoccupations économiques, sociales et environnementales. En supprimant une partie de phrase [N.D.L.: lors de l'amendement de 2000 à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie], le législateur a voulu vraisemblablement augmenter le fardeau de preuve des participants en leur imposant de rattacher à l'une ou l'autre desdites expressions « intérêt public », « protection des consommateurs », « développement durable » et « équité au plan individuel comme au plan collectif » leurs « préoccupations économiques, sociales et environnementales »."⁸⁰

93. - Les questions d'intérêt public et de développement durable soulevées lors d'une audition doivent évidemment rester pertinentes à l'objet de la cause sous étude et également tenir compte de la discrétion de la Régie de reporter certains thèmes pour étude ultérieure.⁸¹

Les moyens soulevés à la présente argumentation et au cours du présent dossier par les présents intervenants le sont tous dans cette perspective, tel qu'il apparaît au plaidoyer relatif à chacun de ces moyens.

94. - En approuvant le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec, le gouvernement réitère son engagement à promouvoir le développement durable:

⁷⁷ Cité dans le texte (référence éditée) : **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie au service du Québec. Une perspective de développement durable*, Québec, novembre 1996, p. 11.

⁷⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3398-98, *Avis de la Régie de l'énergie au gouvernement du Québec concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité*, Avis A-98-01, le 11 août 1998 ((RR. Lambert, Frayne, Dupont), p. 62. Souligné par nous.

⁷⁹ Voir section 1.2.2 de la présente argumentation.

⁸⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-98, Décision D-2000-214, le 24 novembre 2000 (RR. Patoine, Frayne, Tanguay), p. 41.

⁸¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-98, Décision D-2000-214, le 24 novembre 2000 (RR. Patoine, Frayne, Tanguay), p. 41.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"La Politique énergétique du Québec de 1996 a pour objectif de mettre l'énergie au service des Québécois, dans le respect des principes du développement durable, tout en tirant pleinement parti des changements en cours dans l'industrie énergétique nord-américaine. [...]"

Hydro-Québec continue, comme pour son Plan stratégique 1998-2002, de prendre acte de ces orientations et de l'objectif central de la Politique énergétique dans l'élaboration du présent Plan."⁸²

"Au Québec, le marché de gros de l'électricité est ouvert depuis le 1^{er} mai 1997 et TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, assure l'utilisation non discriminatoire du réseau de transport québécois, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du marché de gros. La Politique énergétique du Québec (1996) fait appel à la contribution d'Hydro-Québec pour atteindre son objectif, qui est de mettre l'énergie au service des Québécois, dans le respect des principes du développement durable, tout en tirant pleinement parti des changements en cours dans l'industrie énergétique nord-américaine."⁸³

Comme on l'a vu précédemment, le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec approuvé par le gouvernement est également un acte juridique dont la Régie doit tenir compte dans l'exercice de ses fonctions.⁸⁴

95. - L'engagement du gouvernement à promouvoir le développement durable se traduit, dans le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec qu'il a approuvé, par une volonté de valoriser les qualités environnementales du parc de production électrique actuel du Québec, très largement hydroélectrique:

" Stratégie 3.2

Communiquer davantage les qualités environnementales de l'hydroélectricité et la performance environnementale d'Hydro-Québec

Hydro-Québec a plus de 25 ans d'expérience dans l'étude et la compréhension des conséquences sur l'environnement des projets hydroélectriques. L'expertise d'Hydro-Québec en environnement est reconnue mondialement et se reflète dans la qualité de sa gestion environnementale. Cette expertise sert à concevoir les projets les plus acceptables pour l'environnement et pour les communautés touchées. Elle permet aussi d'atténuer et de compenser adéquatement les impacts créés par les projets.

En collaboration avec l'Agence internationale de l'énergie, Hydro-Québec continuera de participer à la synthèse des connaissances sur le développement hydroélectrique à travers le monde afin de définir les

⁸² **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, pp. 14-15. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518. Souligné par nous.

Voir au même effet: **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, pp. 1 et 11-12. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

⁸³ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 5. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518. Souligné par nous.

⁸⁴ Voir section 1.2.2 de la présente argumentation.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

conditions qui permettent de réaliser des projets acceptables sur les plans environnemental et humain. Hydro-Québec contribuera aussi financièrement et participera aux travaux de la Commission mondiale des barrages, créée par la Banque mondiale et l'Union mondiale pour la nature (UICN).

Suite à la signature du Protocole de Kyoto par le Canada, le gouvernement fédéral a mis en place un processus d'examen des implications du Protocole. Hydro-Québec participe aux travaux de plusieurs tables de concertation, dont celle sur l'électricité, et y démontre les avantages de l'hydroélectricité dans la lutte au réchauffement de la planète."⁸⁵

"La croissance et la rentabilité d'Hydro-Québec doivent s'appuyer sur une meilleure appréciation, à l'interne comme à l'externe, de son bilan environnemental largement positif. L'entreprise fera donc en sorte de mieux faire connaître les avantages de sa filière de production hydroélectrique, généralement reconnue comme une énergie verte et peu polluante. [...]

Par ailleurs, l'énergie hydroélectrique apporte une contribution importante au développement durable sur le continent, notamment en ce qui concerne l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de CO₂. Hydro-Québec entend intervenir davantage auprès des organisations nationales et internationales afin de promouvoir l'hydroélectricité, en particulier en Amérique du Nord. Elle veut associer à cette démarche des partenaires québécois, canadiens et internationaux."⁸⁶

96. - Plus particulièrement, le gouvernement du Québec et Hydro-Québec expriment leur volonté de développer le potentiel hydroélectrique du Québec s'il respecte les triples conditions de rentabilité, d'acceptabilité environnementale (conformément aux principes du développement durable) et d'accueil favorable par les communautés locales:

"Orientation 3
Poursuivre la mise en valeur du potentiel hydroélectrique rentable

Hydro-Québec entend poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique rentable au Québec et en périphérie, orientation qui traduit à la fois les avantages économiques des projets hydroélectriques rentables et les nombreux avantages environnementaux de l'hydroélectricité, dont sa contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, des pluies acides et d'autres polluants atmosphériques.

L'entreprise réaffirme les trois conditions qui doivent être réunies en vue de la réalisation de ses projets :

- *ils devront être rentables à la lumière des conditions du marché, c'est-à-dire en fonction d'un prix à la centrale de 3¢/kWh ;*
- *ils devront être acceptables du point de vue environnemental, conformément aux principes du développement durable ;*
- *ils devront être accueillis favorablement par les communautés locales.*

⁸⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, pp. 41-42. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁸⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, pp. 38-39. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Afin de favoriser la réalisation de cette orientation, Hydro-Québec compte communiquer davantage les qualités environnementales de l'hydroélectricité et la performance environnementale de l'entreprise."⁸⁷

97. - Ce potentiel hydroélectrique sera développé tant à des fins de consommation québécoise qu'à des fins d'exportation, dans une perspective tant de rentabilité que de réduction des émissions atmosphériques sub-continentales:

"Hydro-Québec a bâti au Québec une capacité de production hydroélectrique parmi les plus compétitives en Amérique du Nord, ce qui lui vaut d'être au premier rang des producteurs d'électricité du continent. Elle entend bien poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique rentable au Québec et en périphérie.

Cette orientation reflète à la fois les avantages économiques des projets hydroélectriques rentables et les nombreux avantages environnementaux de l'hydroélectricité, dont sa contribution à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, des pluies acides et d'autres polluants atmosphériques."⁸⁸

"[...] Le Protocole de Kyoto de 1997 a défini des cibles que les pays signataires doivent atteindre afin de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. L'atteinte des objectifs au Canada, où 64 % de l'électricité est déjà d'origine hydraulique, passe certainement par la poursuite du développement du potentiel hydroélectrique rentable.

L'hydroélectricité peut en effet apporter une contribution majeure à l'atteinte des objectifs du Protocole de Kyoto. Ses nombreux avantages en font une filière conforme aux principes du développement durable :

- l'hydroélectricité est une énergie qui se renouvelle de façon continue ;*
- sa production ne diminue pas les stocks énergétiques planétaires ;*
- elle entraîne très peu d'émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants atmosphériques ;*
- la durée de vie des aménagements dépasse le demi-siècle et les coûts d'investissement sont absorbés en bonne partie par la génération qui décide de construire les ouvrages."⁸⁹*

98. - Les avantages environnementaux de l'électricité sont décrits comme suit par Hydro-Québec:

- en ce qui a trait à la quantité d'énergie fournie par rapport à la quantité d'énergie requise pour faire fonctionner les équipements, l'hydroélectricité s'avère la filière la plus performante ;*

⁸⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 8. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁸⁸ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 39. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁸⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 23. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

- les filières utilisant une source d'énergie renouvelable occupent plus d'espace que les autres filières, ce qui nécessite la prise en compte des aspects environnementaux et sociaux locaux dès leur conception ainsi que la mise en place de mesures assurant leur acceptabilité environnementale et sociale ;
- l'hydroélectricité est la filière qui émet le moins de gaz à effet de serre ;
- l'hydroélectricité est la filière qui émet le moins de polluants atmosphériques.⁹⁰

99. - Tel que souligné précédemment, le témoin-expert de *Stratégies Énergétiques - Groupe STOP*, Madame Joanne Lalumière, abonde dans le même sens:

"Les exportations québécoises sont [...] susceptibles de remplacer de l'électricité de source thermique générée soit dans les marchés d'exportation eux-mêmes, soit au Midwest américain dont les unités de production peuvent également exporter vers les mêmes marchés. [...]"

Ainsi, diverses organisations, tant nationales qu'internationales par ailleurs, reconnaissent l'apport de l'hydroélectricité comme une énergie renouvelable et comme un outil à privilégier dans la foulée des engagements des nations de réduire leurs émissions atmosphériques.

Le Rapport de performance environnementale 1999 fait état des émissions atmosphériques évitées en CO₂, en NO_x et en SO₂ par l'effet des exportations d'électricité québécoises.⁹¹ Ces exportations auraient permis d'éviter en 1998 quelque 14 372 595 t de CO₂, 60 429 t de SO₂ et 23 512 t de NO_x sur les marchés nord-américains. [...]"

En amenant l'évitement de ces émissions atmosphériques, le Québec ne fait pas qu'améliorer l'environnement de ses voisins, il agit aussi dans son propre intérêt. Le Québec est en effet récepteur des polluants atmosphériques émanant des sites de production d'électricité thermiques des provinces et états du nord-est."⁹²

100. - Il a d'ailleurs été mis en preuve qu'en décembre 1999, la *Table sur l'électricité* établie par les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux dans le cadre du *Processus national sur les changements climatiques* du Canada a recommandé de:

"Recommandation 3(C)

⁹⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 24. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

⁹¹ Cité dans le texte (référence éditée): **HYDRO-QUÉBEC**, *Rapport de performance environnementale 1999*, Montréal, 2000. Produit au dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 4, pp. 10-11.

⁹² **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, p. 19.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

*Lever les obstacles à la construction de lignes de transport interprovinciales afin d'optimiser l'utilisation des technologies à émissions de GES faibles ou nulles à l'échelle du Canada.*⁹³

Cette recommandation est citée par notre témoin-expert dans son rapport.⁹⁴

101. - La *Table sur l'électricité* note en effet un sous-investissement dans le domaine du transport d'électricité en Amérique du Nord, résultant notamment de la restructuration du marché:

*"À l'heure actuelle, au Canada et aux États-Unis, on observe une réticence croissante à investir dans le transport à longue distance, notamment lorsqu'il faut traverser des frontières nationales, provinciales ou entre États. En ce qui concerne de nouveaux investissements dans le transport interprovincial, la restructuration de l'industrie électrique et la réglementation environnementale suscitent des incertitudes. Les fournisseurs éventuels d'infrastructure de transport ne sont pas certains de pouvoir obtenir à temps l'autorisation des gouvernements et des organismes de réglementation, et ils craignent que la restructuration de l'industrie ne les prive d'un rendement acceptable de leurs investissements."*⁹⁵

102. - Or, l'accroissement de la capacité de transport transfrontalier d'électricité est susceptible d'amener une amélioration de l'environnement, en permettant aux sources de production peu polluantes d'alimenter des marchés qui n'ont pas de telles sources à leur disposition immédiate:

*"Les nouvelles infrastructures de transport permettent de remplacer de l'électricité produite dans des centrales à fortes émissions de GES dans d'autres provinces par de l'électricité produite dans des centrales émettant peu ou pas du tout de GES. C'est donc là un moyen de réduire le coût de la configuration la moins coûteuse. En principe, les sources d'électricité émettant peu ou pas du tout de GES peuvent être, entre autres, l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, la cogénération, la gazéification intégrée du charbon, le charbon avec capture et stockage du CO₂, [...]"*⁹⁶

⁹³ **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ** *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999, p. 52, Recommandation 3C. Produit au dossier sous: R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

⁹⁴ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, p. 19.

⁹⁵ **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ** *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999, p. 52, Contexte de la recommandation 3C. Produit au dossier sous: R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

⁹⁶ **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ** *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999, p. 52, Contexte de la recommandation 3C. Produit au dossier sous: R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"Un transport interprovincial accru entraînerait également une augmentation de la fiabilité du système et de la sécurité énergétique et, partant, une réduction des problèmes semblables à ceux qui se sont posés récemment en Alberta et au Québec."⁹⁷

103. - La *Table sur l'électricité* a calculé qu'un accroissement optimal des lignes de transport interprovincial au cours de la présente décennie se traduirait par une réduction de 1,3 milliards de dollars du coût, pour le Canada, de réduire ses émissions de gaz à effet de serre à 94% de ce qu'elles étaient en 1990.⁹⁸

104. - L'analyse, par la *Table sur l'électricité*, des échanges interprovinciaux en résultant révèle que l'électricité additionnelle qui serait échangée au Canada suite à un accroissement de la capacité des interconnexions proviendrait principalement de centrales hydroélectriques.⁹⁹

105. - Comme on le verra à la présente argumentation, les considérations du développement durable affectent de manière concrète un grand nombre de questions qui furent débattues au présent dossier.

1.5 LA SÉPARATION FONCTIONNELLE ET L'INDÉPENDANCE

106. - Il est surprenant de constater que le *Règlement 659* actuel rend applicable 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 en effet, de multiples fois référence à ces normes de conduite américaines.¹⁰⁰ Elles font donc partie du droit du Québec depuis 1997.

⁹⁷ **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ**, *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999, p. 53, Coût économique de la recommandation 3C. Produit au dossier sous: R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

⁹⁸ **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ**, *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999, p. 54, Analyse de la recommandation 3C. Produit au dossier sous: R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

⁹⁹ **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ**, *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999, p. 54, Analyse de la recommandation 3C. Produit au dossier sous: R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

¹⁰⁰ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*, D.276-97, (1997) 129 G.O. II 1248, entré en vigueur le 1^{er} mai 1997. Ce *Règlement* fait référence à la partie 37 des règlements de la FERC à ses articles 1.26, 3, 4, 17.2 (deux fois), 18.2, 29.2, annexe 7 et annexe 8.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

107. - Le chapitre 37 des règlements de la FERC n'est pas annexé au *Règlement 659* ni publié à la Gazette officielle du Québec. La Régie n'en a donc, semble-t-il, pas connaissance d'office.

De plus, ce chapitre 37, bien qu'ayant portée réglementaire au Québec, ne semble exister qu'en version anglaise.

Deux versions différentes du chapitre 37 ont été mises en preuve devant la Régie au présent dossier, la première par Hydro-Québec ¹⁰¹ et la seconde par NEG (PG&E). ¹⁰² La différence résulte d'amendements récents apportés par la FERC.

Le *Règlement 659* n'indique pas clairement laquelle des versions du chapitre 37 est rendu applicable au Québec: la version initiale édictée par l'*Ordonnance 889*, ou la version amendée subséquemment à l'adoption du *Règlement*.

108. - Quelle que soit la version des normes de conduite américaines que le *Règlement 659* rend applicable au Québec, c'est sans doute par erreur que le *Règlement 659* y fait référence.

Il a en effet été mis en preuve 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.

109. - Les normes de conduite d'Hydro-Québec ont même 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.

En effet, la version initiale des normes de conduite d'Hydro-Québec ne prohibaient l'échange d'information entre affiliés que sur les éléments couverts par l'*Ordonnance 889*. Devant l'opposition d'un intervenant (Niagara Mohawk), Hydro-Québec a consenti à l'élargissement de cette prohibition à l'ensemble des activités. La FERC a, dans une décision interlocutoire, signalé que cette concession d'Hydro-Québec ne lui apparaissait pas nécessaire:

"4. Affiliate Abuse

We find that, with the modification discussed below to H.Q. Energy's proposed code of conduct, H.Q. Energy satisfies the Commission's requirements designed to prevent affiliate abuse in market-based rate

¹⁰¹ Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 3.

¹⁰² Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce NEG-10.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

applications by power marketers that are affiliated with utilities.¹⁰³ H.Q. Energy's proposed code of conduct is virtually identical to those required of power marketers affiliated with United States public utilities, except that there is no prohibition on the sharing of market information beyond that imposed under the OASIS Rule. Consistent with the Commission's action in other cases involving power marketer affiliates of Canadian utilities, H.Q. Energy also does not include a prohibition on affiliate sales to Hydro-Quebec absent a filing under section 205 of the Federal Power Act, because such sales are not subject to the Commission's jurisdiction.¹⁰⁴ [...]

Finally, while the proposed code of conduct, as noted above, does not prohibit sharing market information beyond the OASIS Rule requirements, H.Q. Energy, in response to Niagara Mohawk's protest, agreed to revise the code of conduct in that regard. With this modification, which should be submitted along with the previously-discussed additional generation market power information, H.Q. Energy's code of conduct meets the Commission's requirements. In these circumstances, we are satisfied that there are no concerns of affiliate abuse here.¹⁰⁵

Hydro-Québec a donc, par la suite, retiré son offre de modification de ses normes de conduite, ce qui fut accepté par la FERC dans sa décision finale:

"The May 9 Order noted that H.Q. Energy had agreed to modify its proposed code of conduct in response to comments by Niagara Mohawk.¹⁰⁶ In the July Supplement, H.Q. Energy urges that its proposed code of conduct be accepted without modification. Specifically, H.Q. Energy argues that no additional restrictions on the sharing of market information between it and Hydro-Quebec are necessary, because any such provisions would be for the benefit of Canadian ratepayers, whose protection is not this Commission's responsibility. On further consideration, we conclude that, notwithstanding Niagara Mohawk's comments, no modifications to H.Q. Energy's proposed code of conduct are required.¹⁰⁷ Accordingly, we are satisfied that there are no concerns of affiliate abuse here."¹⁰⁸

110. - La FERC précise qu'elle ne requiert pas que la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec soit étendue aux activités canadiennes de ses affiliées, de telles activités échappant à la juridiction territoriale du tribunal américain:

¹⁰³ Cité dans le texte: "See, e.g., Heartland, 68 FERC at 62,060-63."

¹⁰⁴ Cité dans le texte: "See, e.g., TransAlta, 75 FERC at 61,876." Cette décision est produite sous Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 3.

¹⁰⁵ **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Pages 10-11. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

¹⁰⁶ Cité dans le texte: 79 FERC at 61,654.

¹⁰⁷ Cité dans le texte: See British Columbia Power Exchange Corporation, 80 FERC 61,343 at 62,140 (1997) (Powerex) (noting that affiliate abuse concerns that arise in the context of captive Canadian ratepayers are beyond our jurisdiction). To the extent that Niagara Mohawk's comments on the July Supplement advocate revision of the Commission's generally-applicable requirements designed to prevent affiliate abuse in market-based rate applications by power marketers that are affiliated with utilities, this proceeding is not the appropriate forum for addressing such concerns.

¹⁰⁸ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Page 5. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"[U]nlike the situation involving applicants that have domestic transmission-owning affiliates, we need not be concerned here about issues of market power over transmission-dependent customers. Any wholesale customer that is currently, or later becomes, transmission-dependent upon Hydro-Quebec is or will be located within Canada."¹⁰⁹

111. - La FERC dispense également *H.Q. Energy services (U.S.) Inc.* de lui produire des rapports sur les opérations canadiennes de ses affiliés:

"Consistent with previous Commission decisions, we will require *H.Q. Energy* to file quarterly reports detailing the purchase and sale transactions undertaken in the prior quarter. This requirement is necessary to ensure that contracts relating to rates and services are on file as required by section 205(c) of the FPA, 16 U.S.C. 824d(c) (1994), and to allow the Commission to evaluate the reasonableness of the charges and to provide for ongoing monitoring of the marketer's ability to exercise market power."¹¹⁰ As noted below, however, we will grant *H.Q. Energy's* request and require *H.Q. Energy* to report only those transactions that result in delivery of electricity to customers in the United States, and not sales to customers located in Canada."¹¹¹

112. - Il fut mis en preuve à l'audience que, depuis l'*Ordonnance 888*, la FERC est devenue plus exigeante quant à l'indépendance des transporteurs des États-Unis par rapport à leurs sociétés affiliées.¹¹²

Plusieurs ont soutenu en audience que ces règles plus sévères s'appliqueraient également à Hydro-Québec, de sorte qu'un non respect de celles-ci serait susceptible d'amener une perte du permis de négociant d'*H.Q. Energy Services (U.S.) Inc.*

Hydro-Québec quant à elle 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.*"¹¹³ Elle se décrit comme une *Transco* au sens des ordonnances de la FERC.¹¹⁴

¹⁰⁹ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Pages 3-4. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SE-STOP 32, Document 2 (en liasse).

¹¹⁰ Cité dans le texte: See, e.g., *Heartland Energy Services, Inc.*, 68 FERC 61,223 at 62,065-66 (1994).

¹¹¹ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Pages 5-6. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SE-STOP 32, Document 2 (en liasse).

¹¹² **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert).

¹¹³ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 19. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

¹¹⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, *Argumentation*, 9 août 2001, p. 10.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

113. - Nous pensons que toute analyse de la nouvelle norme d'indépendance fonctionnelle établie par l'*Ordonnance 2000* de la FERC doit commencer par un examen rigoureux de son champ d'application.

114. - Ainsi, même pour les entreprises américaines, la FERC spécifie clairement que l'adhésion à une RTO et à ses normes reste un acte *volontaire*. *A fortiori*, l'adhésion aux règles des RTO par les entreprises canadiennes l'est tout autant:

*"In response to Canadian comments, we point out that the Final Rule makes participation in an RTO voluntary for U.S. transmission owners, and participation is certainly voluntary for Canadian transmission owners."*¹¹⁵

115. - L'*Ordonnance 2000* offre aux entreprises de transport d'électricité des États-Unis deux choix: adhérer à une RTO (selon le paragraphe d) ou déposer un rapport indiquant pourquoi elle n'adhère pas à une RTO (selon le paragraphe g):

"Subpart F - Procedures and Requirements Regarding Regional Transmission Organizations

§ 35.34 Regional Transmission Organizations.

[...] (c) General rule. Except for those public utilities subject to the requirements of paragraph (h) of this section, every public utility that owns, operates or controls facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce as of [effective date of Final Rule] must file with the Commission, no later than October 15, 2000, one of the following:

(1) A proposal to participate in a Regional Transmission Organization consisting of one of the types of submittals set forth in paragraph (d) of this section; or

*(2) An alternative filing consistent with paragraph (g) of this section."*¹¹⁶

"§ 35.34 (g) Alternative filing. Any filing made pursuant to paragraph (c)(2) of this section must contain:

(1) A description of any efforts made by that public utility to participate in a Regional Transmission Organization;

(2) A detailed explanation of the economic, operational, commercial, regulatory, or other reasons the public utility has not made a filing to participate in a Regional Transmission Organization, including identification of any existing obstacles to participation in a Regional Transmission Organization; and

¹¹⁵ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Page 596.

¹¹⁶ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Pages 701-703.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

*(3) The specific plans, if any, the public utility has for further work toward participation in a Regional Transmission Organization, a proposed timetable for such activity, an explanation of efforts made to include public power entities in the proposed Regional Transmission Organization, and any factors (including any law, rule or regulation) that may affect the public utility's ability or decision to participate in a Regional Transmission Organization."*¹¹⁷

116. - Les mêmes alternatives sont offertes aux utilités publiques américaines déjà existantes. Elles peuvent soit se transformer en RTO, soit adhérer à une RTO, soit faire rapport à la FERC exposant pourquoi elles ne font partie d'aucune RTO:

"§ 35.34 (h) Public utilities participating in approved transmission entities.

[...] (3) To the extent the transmission entity in which the public utility participates does not meet all the requirements of a Regional Transmission Organization specified in paragraphs (j), (k), and (l) of this section,

(i) A proposal to participate in a Regional Transmission Organization that meets such requirements in accordance with paragraph (d) of this section,

(ii) A proposal to modify the existing transmission entity so that it conforms to the requirements of a Regional Transmission Organization, or

*(iii) A filing containing the information specified in paragraph (g) of this section addressing any efforts, obstacles, and plans with respect to conformance with those requirements."*¹¹⁸

117. - Ce n'est donc que dans ce contexte d'adhésion *volontaire* que les normes des RTO peuvent être applicables.

118. - Si une entreprise américaine adhère volontairement à une RTO, la norme suivante d'indépendance, constituée de trois éléments, s'appliquera à l'organisation:

"§ 35.34 (j) Required characteristics for a Regional Transmission Organization.

A Regional Transmission Organization must satisfy the following characteristics when it commences operation:

(1) Independence. The Regional Transmission Organization must be independent of any market participant. The Regional Transmission Organization must include, as part of its demonstration of independence, a demonstration that it meets the following:

(i) The Regional Transmission Organization, its employees, and any non-stakeholder directors must not have financial interests in any market participant.

¹¹⁷ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; Order No. 2000. *Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Page 707.

¹¹⁸ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; Order No. 2000. *Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Pages 707-708.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

(ii) *The Regional Transmission Organization must have a decision making process that is independent of control by any market participant or class of participants.*

(iii) *The Regional Transmission Organization must have exclusive and independent authority under section 205 of the Federal Power Act (16 U.S.C. 824d), to propose rates, terms and conditions of transmission service provided over the facilities it operates.*

*Note to paragraph (j)(1)(iii): Transmission owners retain authority under section 205 of the Federal Power Act (16 U.S.C. 824d) to seek recovery from the Regional Transmission Organization of the revenue requirements associated with the transmission facilities that they own."*¹¹⁹

119. - Cette norme, on le voit, exigerait 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*.

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.¹²⁰ La formule des Transco, dont Hydro-Québec se réclame¹²¹, en est l'illustration.

120. - La FERC réitère en outre qu'elle ne dispose d'aucune autorité extra-territoriale lui permettant d'imposer l'adhésion à une RTO à un transporteur d'électricité canadien, qu'il s'agisse de l'adhésion à une RTO intra-canadienne ou à une RTO binationale. Une RTO binationale poserait par ailleurs des difficultés juridictionnelles:

*"Several parties were concerned that a cross-border RTO would have its rates, terms, and conditions subject to the rate jurisdiction of at least two regulators. If a cross-border RTO forms, we will be open to proposals for innovative approaches for jointly overseeing a cross-border RTO with domestic and foreign utilities. For example, one approach might be for the cross-border RTO to try to develop a proposal acceptable to both regulators, with the understanding that any regulatory difficulty would normally be referred back to the RTO for resolution and resubmission to both regulators. Another approach might be to have different but complementary rate designs in the two countries."*¹²²

"In the case of a Canada-only RTO, some Canadian transmission providers believe that having contractual and other agreements for coordination between separate RTOs across the border is better than having a cross-border RTO. However, some Canadian transmission customers are concerned that this would

¹¹⁹ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Pages 709-710.

¹²⁰ Voir notamment les articles 1.9 et 28.2 de l'*Ordonnance 888*, similaires à ceux du *Règlement 659*.

¹²¹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, 9 août 2001, p. 10.

¹²² **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Page 596.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

*maintain a lack of standardization of market rules across the border. The RTO Rule is intended to permit a U.S. RTO on the Canadian border to develop contractual and other agreements for coordination with its Canadian RTO neighbor. Further, we have added a new minimum RTO function that an RTO must ensure the integration of reliability practices with other regions in the same interconnection and market interface practices with other regions. We clarify here that this provision applies to integration with interconnected regions in Canada and Mexico.*¹²³

"For either a cross-border or a Canada-only RTO, we acknowledge the sovereign authority of Canadian governments over Canadian entities and transactions that take place in Canada. Moreover, we re-emphasize that our Rule does not affect the authorities of Canadian government entities to approve prices and other terms and conditions of transmission service provided over any transmission facilities located in Canada. These conclusions apply equally to Mexico.

*We encourage Canadian and Mexican entities to participate in continued RTO consultations and, if appropriate, formation and filings for cross-border RTOs.*¹²⁴

121. - Signalons que même une RTO regroupant les provinces canadiennes du Nord-est poserait des difficultés juridictionnelles car, au Canada, le régulateur est provincial et non fédéral. De plus, ce ne sont pas toutes les provinces du Nord-est qui adhèrent au principe de la réciprocité d'accès à leur réseau de transport.

122. - Si, à l'inverse, la FERC en venait à décider que l'ensemble des États américains du Nord-est devaient se regrouper en une RTO commune, le tribunal américain ne pourrait que *recommander* aux transporteurs d'électricité des provinces canadiennes d'examiner la possibilité de leur adhésion à cette RTO, sans le leur *imposer*.

Suite à l'audition au présent dossier, la FERC a d'ailleurs émis une décision en ce sens, que nous prions la Régie de nous autoriser à produire en annexe 1 à la présente. Dans les deux dossiers regroupés *Regional Transmission Organizations* et *Bangor Hydro-Electric Company*, la FERC a, le 12 juillet 2001, rejeté la demande de trois ISOs du Nord-est des États-Unis qui tentaient chacun d'être reconnus comme des RTOs. Elle a plutôt ordonné à ces trois ISOs de tenir une médiation en vue de tenter de former une RTO unique. En ce qui concerne les transporteurs d'électricité de l'Est canadien, la FERC n'a pu que leur recommander de participer à ces discussions sans le leur imposer, reconnaissant la souveraineté territoriale du Canada.¹²⁵

¹²³ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Page 597.

¹²⁴ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Page 597. Souligné par nous.

¹²⁵ **FERC**, Docket No. RT01-99-000, *In re Regional Transmission Organizations. Order Initiating Mediation*, July 12, 2001 (CC. Hébert, Massey, Breathitt, Wood, Brownell). **FERC**, Docket No. RT01-86-000, *In re Bangor Hydro-Electric Company. Order Granting, in Part, and Denying, in Part, Petition for Declaratory Order*, July 12, 2001 (CC. Hébert, Massey, Breathitt, Wood, Brownell). TransÉnergie a accepté l'invitation et obtenu le statut d'intervenant à ce dossier: **FERC**, Docket No. RT01-99-000, *In re Regional Transmission Organizations. Notice granting Interventions*, August 1, 2001 (Secr. Boergers). Extraits reproduits en annexe 1 à la présente.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

TransÉnergie a, depuis lors, été reconnue comme intervenante à ce dossier. ¹²⁶

123. - Le rapport de médiation est attendu dans ce dossier pour le 17 septembre 2001. ¹²⁷ Nous invitons la Régie à en prendre connaissance d'office en vertu de l'article 2808 C.c.Q. lorsqu'il lui sera disponible.

L'existence du rapport de médiation dans cet important dossier de la FERC est en effet une question de fait dont la notoriété permet la connaissance d'office suivant l'article 2808 C.c.Q. Outre *TransÉnergie*, ont également pris part à ce dossier *H.Q. Energy Services (U.S.) inc.*, *TransÉnergie U.S.*, *Ontario Power Generation*, l'*Independent Electricity Market Operator* d'Ontario (*IMO*), *Énergie Nouveau-Brunswick*, *New York Power Authority (NYPA)* et *National Energy Group (PG&E-NEG)*. ¹²⁸

124. - *TransÉnergie* n'a par ailleurs pas à être indépendante d'*Hydro-Québec-Distribution* quant à la charge locale.

La FERC n'a en effet pas juridiction quant à la charge locale et reconnaît même, à son *Tarif pro forma*, que le transporteur d'électricité puisse, aux États-Unis, agir comme le représentant des consommateurs de détail de la charge locale et avoir l'obligation de les desservir ¹²⁹ (cette obligation étant, au Québec, assumée par *Hydro-Québec Distribution* ¹³⁰).

125. - Nous concluons donc, pour ces motifs, que 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*.

126. - La question reste donc de savoir si la Régie, indépendamment de la FERC, aurait des motifs qui lui sont propres pour exiger une telle séparation fonctionnelle au niveau de la direction, de la planification et des services corporatifs.

Nous n'avons vu aucune preuve à cet effet.

¹²⁶ **FERC**, Docket No. RT01-99-000, *In re Regional Transmission Organizations. Notice granting Interventions*, August 1, 2001 (Secr. Boergers). Reproduite en annexe 1 à la présente.

¹²⁷ Le rapport de médiation n'est pas encore disponible dans son intégralité au moment de la préparation de la présente argumentation.

¹²⁸ Le rapport de médiation devrait inclure le nom de tous les participants.

¹²⁹ Voir notamment les articles 1.9 et 28.2 de l'*Ordonnance 888*, similaires à ceux du *Règlement 659*

¹³⁰ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 76.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

127. - Au contraire, il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable de continuer de permettre une direction et une planification commune 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.

128. - 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 élévateurs de tension, des lignes de transport éloignées et des postes abaisseurs de tension) dans la base de tarification du transporteur, ainsi que la reconnaissance des actifs patrimoniaux comme étant prudemment acquis et utiles.

129. - Les caractéristiques de la production d'électricité au Québec, dont la prédominance de l'hydroélectricité générée dans des sites éloignés, font partie du patrimoine des Québécois.

Tout en étant égalitaire envers tous les clients dans ses *opérations*, TransÉnergie doit pouvoir, dans ses orientations stratégiques et dans le choix des propositions qu'elle soumet au régulateur, tenir compte de l'intérêt général des Québécois.

130. - Plus spécifiquement, TransÉnergie devrait pouvoir garder la liberté d'appliquer la notion de "*pratiques usuelles des services publics*" du texte tarifaire ¹³¹ d'une manière conforme à l'intérêt public des Québécois, d'autant plus que cette notion, comme on l'a vu, inclut non seulement les "*pratiques usuelles*" mais également des pratiques qui seraient "*non usuelles*" mais "*raisonnables*". ¹³²

131. - Pour l'ensemble de ces motifs, nous croyons que la Régie ne devrait pas contraindre TransÉnergie à étendre sa séparation fonctionnelle aux niveaux de la direction, de la planification et des services corporatifs.

¹³¹ **HYDRO-QUÉBEC**, *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec (avec les modifications proposées)*. Produit à: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2, articles 1.35, 1.51(4), 15.4, 28.2, 33.2, 33.5, 33.7, 35.2, Appendice C (art. 2 (a)), Appendice D (art. 2) et Appendice G (art. 1.4).

¹³² **HYDRO-QUÉBEC**, *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec (avec les modifications proposées)*. Produit à: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2, article 1.35. Voir également nos commentaires sur cet article dans la section "terminologie" au préambule de la présente argumentation.

THÈME 2

LA PLANIFICATION DE LA DEMANDE ET DES INVESTISSEMENTS

2.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE

132. - Hydro-Québec doit, tous les deux ans, produire un *Plan stratégique* quinquennal et le soumettre à l'approbation du gouvernement. Le prochain *Plan stratégique* doit être produit d'ici le 1^{er} novembre 2001 (*Loi sur Hydro-Québec*, art. 21.3; D.1091-2000 et D. 829-2001).

133. - Hydro-Québec-Distribution doit, tous les trois ans, soumettre un *Plan d'approvisionnement* décennal, ainsi qu'un état d'avancement chaque année. Le premier *Plan d'approvisionnement* d'Hydro-Québec-Distribution doit être produit d'ici le 1^{er} novembre 2001. (Art. 72; D. 925-2001).

134. - Hydro-Québec-Distribution doit soumettre à TransÉnergie une description, mise à jour annuellement, de sa charge (demande) et des ressources nécessaires pour alimenter cette charge (offre), et d'autre part une planification décennale de cette charge et de ces ressources. TransÉnergie doit inclure à la planification de son propre réseau de transport celle de la charge et des ressources du service en réseau intégré tout comme ceux du service de charge locale, "conformément aux pratiques usuelles des services publics". Lorsque l'ajout d'une charge par le client amène un besoin d'ajouts au réseau, TransÉnergie doit agir "avec diligence pour installer au besoin les ajouts au réseau nécessaires à l'interconnexion d'une nouvelle charge en réseau désignée par le client du réseau intégré".

Lorsque TransÉnergie reçoit une demande de service ferme de transport de point à point, son obligation est d'agir "avec diligence pour étendre ou modifier son réseau de transport afin de fournir le service de transport ferme réclamé, à condition que le client du service de transport accepte de payer les coûts s'y rapportant au transporteur" dans les cas applicables.

(Règlement 659, art. 28.2, 29.2, 31.6)

2.2 LE PRINCIPE DE PLANIFICATION EN FONCTION DE LA POINTE DE LA DEMANDE

2.2.1 Le principe

135. - La structure tarifaire de TransÉnergie (détermination du *ratio* de charge sur la base d'une pointe coïncidente ou 1CP, allocation des pertes) et la détermination de son niveau de risque dépendent des principes généraux qui guident la planification de son réseau.

136. - Le réseau de TransÉnergie est conçu de manière à pouvoir satisfaire la pointe de la demande. Il est donc conçu en fonction de la puissance du réseau et non sa consommation énergétique annuelle.

137. - Cette caractéristique n'est toutefois aucunement spécifique à TransÉnergie.

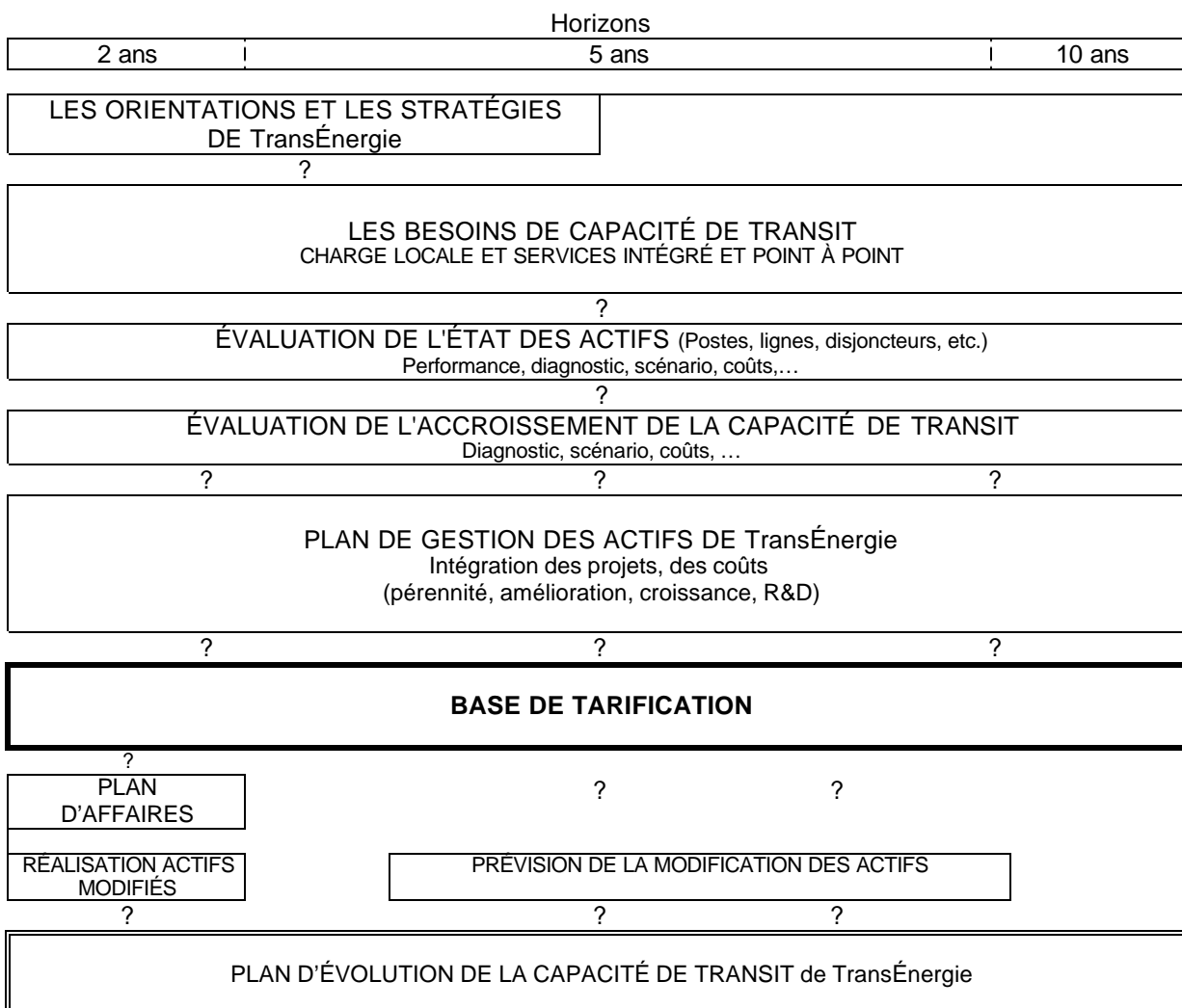
Tous les réseaux de transport électrique du monde industrialisé et qui fonctionnent sont censés être en mesure de satisfaire leur pointe.

138. - La question que l'on doit se poser consiste à identifier *quelle est la demande* dont la pointe doit pouvoir être satisfaite par le réseau de transport. S'agit-il de la demande locale ou de la demande complète (charge locale, service en réseau intégré et service de point à point) ?

139. - La preuve d'Hydro-Québec, à première vue, laisserait croire que l'*ensemble* des besoins de charge locale, de réseau intégré et de point à vue servent à la planification du réseau de transport:

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

FIGURE 1
 Processus de planification du réseau de transport par TransÉnergie¹³³



140. - La réalité du processus de planification est toutefois plus complexe.

¹³³ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 1, p. 44, figure 5.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

2.2.2 Le texte réglementaire

141. - Le *Règlement 659* actuel, le *Tarif pro forma* de la FERC et le texte réglementaire proposé par Hydro-Québec ¹³⁴ traitent de façons significativement différentes les trois services de transport quant à la planification du réseau.

142. - Les articles 29.2 et 31.6 du *Règlement 659* et du texte réglementaire proposé requièrent que le demandeur de service en *réseau intégré* fournisse à TransÉnergie une planification décennale de sa charge (demande) et des ressources nécessaires pour alimenter cette charge (offre), avec une mise à jour annuelle. Dans les faits, Hydro-Québec base ses projections sur un horizon de 15 ans. ¹³⁵

Ces obligations de planification et d'information s'appliqueraient également à la *charge locale* selon les réponses fournies par Hydro-Québec au présent dossier. ¹³⁶

143. - Selon le *Règlement 659*, TransÉnergie doit inclure à la planification de son propre réseau de transport celle de la charge et des ressources du service en réseau intégré tout comme ceux du service de charge locale.

Elle doit s'acquitter de cette responsabilité "conformément aux pratiques usuelles des services publics". ¹³⁷

Lorsque l'ajout d'une charge par le client local ou de réseau intégré amène un besoin d'ajouts au réseau, TransÉnergie doit agir "avec diligence pour installer au besoin les ajouts au réseau nécessaires à l'interconnexion d'une nouvelle charge en réseau désignée par le client".

Le coût des ajouts requis pour la charge locale serait imputé à TransÉnergie (et donc au tarif de transport payable par l'ensemble des clients); il en serait essentiellement de même pour le service en réseau intégré. ¹³⁸

¹³⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2.

¹³⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-4, Documents 2.1, 2.2, 2.3 et 2.4.

¹³⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Doc. 17, p. 63, réponse aux questions STOP-SÉ-11-04 et STOP-SÉ-11-05.

¹³⁷ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*, (1997) 129 G.O. II 1248, art. 28.2.

¹³⁸ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-10, Document 1, pp. 38-45, telles que modifiées le 11 juin 2001.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

144. - La situation est différente pour le service de point à point.

Lorsque TransÉnergie reçoit une demande de service ferme de transport de point à point, son obligation est d'agir "avec diligence pour étendre ou modifier son réseau de transport afin de fournir le service de transport ferme réclamé, à condition que le client du service de transport accepte de payer les coûts s'y rapportant au transporteur" dans les cas applicables. Hydro-Québec propose à cet égard que le coût des ajouts au réseau soit assumé par TransÉnergie (donc par tous les clients, via le tarif de transport) jusqu'à concurrence de la valeur actualisée pour une période de 20 ans des revenus de transit prévus des clients de charge locale, de réseau intégré et de point à point résultant de ces ajouts.¹³⁹ Les revenus prévus de transit de point à point sont, comme on le voit plus loin, évalués de manière conservatrice.

TransÉnergie n'a pas d'obligation de développer son réseau pour satisfaire à la demande de service de point à point non ferme.

145. - Le *Tarif pro forma* de la FERC et le *Règlement 659* ne prévoient donc aucun mécanisme permettant de planifier le réseau de transport en fonction de la demande non ferme de point à point.

Quant à la planification en fonction de la demande ferme de point à point, elle est sujette à une évaluation conservatrice des revenus de transit prévus.

Pour le service de charge locale et en réseau intégré, TransÉnergie a toutefois l'obligation de procéder aux ajouts au réseau requis par le client et, comme règle générale, d'en assumer le coût, le tout "avec diligence" et "conformément aux pratiques usuelles des services publics".

146. - Ces caractéristiques sont communes à tout transporteur d'électricité suivant le *Tarif pro forma* de la FERC.

2.2.3 La mise en œuvre du processus de planification par TransÉnergie

147. - La preuve révèle que TransÉnergie ne dispose pas actuellement de données prévisionnelles décennales adéquates pour la charge québécoise (charge locale) lui permettant de planifier son réseau.

148. - En effet, tout au long du présent dossier, des prévisions contradictoires furent fournies quant à l'intention ou non d'Hydro-Québec-Distribution (et du producteur qui l'approvisionne, Hydro-

¹³⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-10, Document 1, pp. 38-45, telles que modifiées le 11 juin 2001.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Québec-Production) de procéder ou non, d'ici 10 ans, aux projets hydroélectriques de Gull Island (Churchill Falls 2) et de la Romaine.

149. - De cette incertitude en découle d'autres quant à la localisation des ressources électriques alternatives qui pourraient être mises en service pour desservir la charge locale.

150. - Il en résulte que TransÉnergie ne peut planifier adéquatement, sur une base décennale, les ajouts au réseau requis par cette charge.

151. - L'AIÉQ souligne, à juste titre, que le *Plan stratégique 2000-2004* révèle une insuffisance des ressources actuelles pour satisfaire la demande québécoise d'ici la fin de la décennie. TransÉnergie ne dispose pas, de la part de Hydro-Québec-Distribution et du producteur, de données suffisantes permettant d'identifier la localisation des ressources additionnelles de production qui deviendront nécessaires durant cette période.

152. - L'insuffisance des données prévisionnelles quant aux ressources se répercute sur les données prévisionnelles relatives à la demande.

En effet, le coût marginal plus élevé des ressources nouvelles de production (non encore identifiées) peut rendre rentables des mesures nouvelles de gestion de la demande, telles des mesures d'efficacité énergétique. Or, Hydro-Québec, dans ses prévisions de la demande, n'a pas tenu compte de nouveaux programmes d'efficacité énergétique pendant la seconde moitié de cette décennie, l'impact des programmes d'efficacité décroît donc de 2005 à 2010.¹⁴⁰

De plus, au cours du présent dossier, Hydro-Québec-Distribution a proposé dans d'autres causes:

- Une amélioration du programme de puissance interruptible.¹⁴¹ Ce programme pourrait, d'ici le reste de la décennie, aider à diminuer l'écart entre l'offre et la demande québécoise, bien qu'il n'ait pas été présenté en ce sens pour sa première année d'application.
- Une réduction du tarif de secours disponible aux autoproducteurs d'électricité générée par de la biomasse forestière ou des rejets industriels.¹⁴²

¹⁴⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 14, Réponse R25.

HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17.2, page 21.

¹⁴¹ Dossier R-3455-2000 de la Régie.

¹⁴² Dossier R-3466-2001 de la Régie.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Ces éléments auraient du être pris en compte dans les données prévisionnelles de la demande soumises à TransÉnergie.

153. - Inversement, Hydro-Québec s'en tient à des prévisions très conservatrices quant au développement de la demande électrique pour des véhicules.¹⁴³ Les données prévisionnelles soumises par TransÉnergie ne prévoient par ailleurs aucune croissance au programme de *Services à l'implantation d'électrotechnologies* à partir de 2004.¹⁴⁴

154. - Les projections exprimées au présent dossier par TransÉnergie quant au développement de la demande électrique liée aux véhicules des 10 prochaines années ne concordent pas avec les affirmations de son *Plan stratégique 2000-2004* approuvé par le gouvernement:

Investir avec des partenaires dans la R et D et la commercialisation des actifs technologiques de l'entreprise visant l'utilisation de l'électricité dans le transport terrestre

Hydro-Québec souhaite contribuer à mettre l'électricité au service du transport terrestre et d'autres formes de transport.

Le secteur du transport compte pour près de 30 % de la consommation mondiale d'énergie. L'électricité y occupe présentement une place négligeable, mais les perspectives futures sont significatives.

Pour réaliser cette stratégie, Hydro-Québec entend s'associer à des groupes industriels et financiers dans le développement, la démonstration et la commercialisation de la technologie du moteur-roue, de manière à poursuivre le développement des produits reliés à cette technologie. Cette approche a donné lieu à de récentes annonces de partenariat.

L'entreprise désire également élargir les partenariats existants dans le secteur des piles lithium-polymère (ACEP), afin de se positionner avantageusement durant la phase de précommercialisation.

Elle envisage également de former une alliance avec des constructeurs automobiles pour commercialiser les services de recharge des véhicules électriques.¹⁴⁵

155. - Nous ne prétendons pas que la présente cause soit le forum approprié pour évaluer la justesse de prévisions éventuelles quant à l'offre et la demande d'électricité pour la distribution au Québec.

¹⁴³ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17.2, réponse 4-01C.

¹⁴⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17.2, page 21.

Voir pour référence: **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3453-2000, Décision D2001-65, le 6 mars 2001 (RR. Vallière, Patoine, Tanguay).

¹⁴⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, p. 50. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. // 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. // 4013.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Nous constatons cependant que TransÉnergie ne dispose pas elle-même de données prévisionnelles décennales complètes lui permettant de planifier son réseau de transport, tel que requis par le *Règlement 659*, notamment en raison de l'incertitude quant aux sources de production future et en raison de l'absence de prise en compte de nouveaux programmes relatifs à la demande de charge locale.

156. - Quant aux prévisions décennales pour la charge et les ressources requises pour le service de point à point, les données disponibles à Hydro-Québec sont encore moindres.

Hydro-Québec considère les marchés trop volatils pour effectuer une prévision réelle de la demande de point à point.

Elle s'en tient, dans son processus de planification des prochaines 10 années, à la valeur moyenne des réservations annuelles de point à point de 1997 à 2000, soit 3844 MW (incluant les pertes de 5.2%).¹⁴⁶ Le risque de fluctuations de prix sur le marché extérieur à court terme serait par ailleurs beaucoup trop grand pour qu'il soit raisonnable de planifier le réseau en fonction du service de point à point non ferme relatif à de telles ventes.

2.2.4 Le choix du principe de conception du réseau

157. - Il serait idéal, à terme, dans une perspective d'intérêt public et de développement durable, que la conception du réseau de transport d'électricité s'effectue dans une perspective continentale (donc en incluant une projection quant au service de point à point dans sa totalité), tout en assurant la priorité à la sécurité d'approvisionnement des Québécois.

158. - Tel que mentionné plus haut, l'accroissement des échanges électriques transfrontaliers du Québec procure des bénéfices environnementaux si les ressources de production électrique québécoises sont suffisantes. En un tel cas, les exportations d'électricité québécoise vers les provinces et États du Nord-est ont pour effet de réduire les émissions atmosphériques continentales nettes.

159. - Dans sa *Politique énergétique*, le gouvernement du Québec souligne:

"Cette augmentation des ventes aurait également des conséquences très positives sur la qualité de l'environnement du Nord-Est, dans la mesure où l'hydroélectricité produite au Québec viendrait déplacer la production d'électricité assurée à partir de centrales thermiques [...] permettrait ainsi de diminuer les émissions de polluants atmosphériques résultant, aux États-Unis, de la production d'électricité."¹⁴⁷

¹⁴⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 1, Réponse R78.

¹⁴⁷ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *L'énergie au service du Québec: Une perspective de développement durable*, Québec, Novembre 1996, p. 53.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

160. - Les exportations québécoises d'électricité sont susceptibles de remplacer de l'électricité de source thermique générée soit dans les marchés d'exportation eux-mêmes, soit au Midwest américain dont les unités de production peuvent également exporter vers les mêmes marchés.

161. - Notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière, décrit ces avantages environnementaux, qui bénéficient non seulement aux zones avoisinantes mais également au Québec.¹⁴⁸

Celle-ci souligne que que les marchés d'exportation d'électricité québécoise (Ontario, Nouveau-Brunswick, Nord-est des Etats-Unis) sont principalement alimentés sources d'électricité de source thermique (gaz naturel, mazout, nucléaire et à un moindre degré de charbon).

Une carte produite au dossier permet de localiser les sources d'émissions atmosphériques évitées.¹⁴⁹

162. - Le *Plan stratégique 2000-2004* d'Hydro-Québec apporte aussi un éclairage sur le sujet et fait état des impacts environnementaux comparatifs des différentes filières de production électrique.¹⁵⁰ Une analyse plus détaillée de ces données révèle que:

"Chaque térawattheure (TWh) vendu par Hydro-Québec génère:

- 18,5 fois moins d'émissions de CO₂
 - 11,7 fois moins d'émissions de SO₂
 - 15 fois moins d'émissions de NO_x
- que la moyenne régionale.*

*La moyenne régionale correspond aux entreprises d'électricité des 6 états de la Nouvelle-Angleterre, de l'État de New York, de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick)."*¹⁵¹

163. - La *Table sur l'électricité*, établie dans le cadre du *Processus national sur les changements climatiques* du Canada a examiné de façon particulière l'échange accru d'électricité entre les provinces canadiennes, tel que vu plus haut.¹⁵²

¹⁴⁸ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, pp. 18-21.

¹⁴⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, *La production d'électricité et les missions atmosphériques au Canada et aux Etats-Unis*, Décembre 2000. Carte. Produite sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 17, Document 1.

¹⁵⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, octobre 1999. Reproduit au dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 24.

¹⁵¹ **HYDRO-QUÉBEC**, *Hydro-Québec génère 18 fois moins de gaz à effet de serre que ses concurrents directs*, site Web d'Hydro-Québec, Rubrique Environnement., Extrait, Décembre 2000. Produit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 16, Document 2.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

164. - Madame Lalumière souligne que diverses organisations, tant nationales qu'internationales, reconnaissent l'apport de l'hydroélectricité comme une énergie renouvelable et comme un outil à privilégier dans la foulée des engagements des nations de réduire leurs émissions atmosphériques.¹⁵³

165. - Le *Rapport de performance environnementale 1999* d'Hydro-Québec fait état des émissions atmosphériques évitées en 1998 quelque 14 372 595 t de CO₂, 60 429 t de SO₂ et 23 512 t de NO_x sur les marchés nord-américains par l'effet des exportations d'électricité québécoises.¹⁵⁴ Le *Rapport de performance environnementale 2000* d'Hydro-Québec fournit des précisions additionnelles.¹⁵⁵

Par analogie, une autre étude produite par Hydro-Québec démontre le lien entre l'évolution des émissions de CO₂ au Québec *per capita* de 1975 à 1997 et l'évolution de la consommation énergétique au Québec pour la même période. Cette étude établit clairement la correspondance entre la baisse du CO₂ et la pénétration marquée de l'électricité comme source de chauffage au détriment du pétrole surtout entre les années 1982 et 1988.¹⁵⁶ La même étude spécifie que les différentes sources d'approvisionnement d'Hydro-Québec ont évité la production au Québec de 78 millions de tonnes d'émissions d'équivalents de CO₂ pour la période 1991-1998.¹⁵⁷

166. - Selon Madame Lalumière, en amenant l'évitement de ces émissions atmosphériques, le Québec ne fait pas qu'améliorer l'environnement de ses voisins, il agit aussi dans son propre intérêt. Le Québec est en effet récepteur des polluants atmosphériques émanant des sites de production d'électricité thermiques des provinces et états du nord-est.¹⁵⁸ La carte à laquelle nous avons fait référence plus

¹⁵² **PROCESSUS NATIONAL SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, TABLE SUR L'ÉLECTRICITÉ** *Rapport final. Rapport sur les options*, Ottawa, Décembre 1999. Recommandation 3C. Extrait produit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 9, Document 1.

¹⁵³ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, p. 20.

¹⁵⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, *Rapport de performance environnementale 1999*, Montréal, 2000. Produit au dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 4, pp. 10-11.

¹⁵⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, *Rapport de performance environnementale 2000*, Montréal, 2001. Produit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-31.

¹⁵⁶ **Yves DESROCHERS, Luc GAGNON**, (HYDRO-QUÉBEC), *Changements climatiques, la performance d'Hydro-Québec*, Mai 2000, Graphiques 1 et 2. Pièce SÉ-STOP 16, Document 1.

¹⁵⁷ **Yves DESROCHERS, Luc GAGNON**, (HYDRO-QUÉBEC), *Changements climatiques, la performance d'Hydro-Québec*, Mai 2000, Graphiques 1 et 2. Pièce SÉ-STOP 16, Document 1, p. 2.

¹⁵⁸ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, pp. 20-21.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

haut¹⁵⁹ illustre que le Québec se trouve dans la direction des vents dominants qui traversent les principaux sites de production thermique d'électricité du Midwest. Une étude plus récente d'Hydro-Québec, non publiée, ajoute que le Québec subit les impacts environnementaux des polluants atmosphériques émanant non seulement du Midwest mais également de l'ensemble de ses marchés d'exportation:

*"Une étude inédite d'Hydro-Québec montre plus clairement qu'aucune autre jusqu'à présent à quel point les contaminants crachés par les industriels et les producteurs américains et ontariens d'électricité aboutissent au Québec, dans les Maritimes et dans les États de la Nouvelle-Angleterre."*¹⁶⁰

167. - Il existe donc de multiples avantages d'intérêt public et de développement durable à l'exportation québécoise d'électricité.

168. - La FERC, en encourageant (sous réserve de ses limites juridictionnelles territoriales) la formation de RTOs de grande étendue géographique, reconnaît également le besoin d'une coordination régionale accrue entre les transporteurs actuels, non seulement à des fins d'opérations, mais également de planification de réseau.¹⁶¹

169. - Il a été mis en preuve que de graves lacunes existent aux États-Unis depuis l'ouverture des marchés quant à la planification des réseaux de transport d'électricité.

170. - Ainsi, le représentant de la *North American Electric Reliability Council* (NERC), Monsieur David N. Cook, affirmait récemment, devant un Comité sénatorial américain:

"The North American Electric Reliability Council (NERC) firmly believes steps must be taken to improve the electricity transmission infrastructure if the Nation is to reap the benefits of competitive electricity markets. The development of the United States transmission infrastructure has lagged far behind other developments in the

¹⁵⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, *La production d'électricité et les missions atmosphériques au Canada et aux États-Unis*, Décembre 2000. Carte. Pièce SÉ-STOP 17, Document 1.

¹⁶⁰ **Louis-Gilles FRANCOEUR**, *Le Québec subit la pollution atmosphérique de ses voisins*. *Le Devoir*, 5 juin 2000, p. 1. Produit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 15, Document 1.

¹⁶¹ **FERC**, Docket No. RT01-99-000, *In re Regional Transmission Organizations*. *Order Initiating Mediation*, July 12, 2001 (CC. Hébert, Massey, Breathitt, Wood, Brownell). **FERC**, Docket No. RT01-86-000, *In re Bangor Hydro-Electric Company*. *Order Granting, in Part, and Denying, in Part, Petition for Declaratory Order*, July 12, 2001 (CC. Hébert, Massey, Breathitt, Wood, Brownell). TransÉnergie a accepté l'invitation et obtenu le statut d'intervenant à ce dossier: **FERC**, Docket No. RT01-99-000, *In re Regional Transmission Organizations*. *Notice granting Interventions*, August 1, 2001 (Secr. Boergers). Extraits reproduits en annexe 1 à la présente.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

electric industry. Even if competitive electricity markets were not the goal, the limitations of the transmission system seriously restrict the choices that we have available for meeting the growing demand for electricity."¹⁶²

*"That lack of additional transmission capacity means that we will increasingly experience limits on our ability to move power around the country and that commercial transactions that could displace higher priced generation won't occur. And, it will mean that areas experiencing supply shortages, like California is now, won't be able to count on other areas with ample generating resources to help in emergencies."*¹⁶³

*"Electric industry restructuring adds to the challenge. In the past a vertically integrated utility had complete responsibility for all aspects of its electric system, from planning and building the transmission system, through assuring that sufficient generation was constructed, to operating and maintaining the transmission and distribution systems. With restructuring, those responsibilities are being divided among multiple entities and, in some cases, those responsibilities may be falling between the cracks. Regional Transmission Organizations may provide a means to reintegrate some of these functions. But the RTO proposals that have been filed to date vary considerably in the extent to which the RTO has the authority to take on the responsibility for expanding the transmission system."*¹⁶⁴

171. - Monsieur Eric Hirst, de l'*Oak Ridge National Laboratory (ORNL)* des Etats-Unis, dans un rapport préparé pour l'*Edison Electric Institute (EEI)*, abonde dans le même sens.¹⁶⁵

172. - Citant Paul Joskow, il indique:

*"Joskow suggests that FERC should be concerned much more about underinvestment in transmission than overinvestment because "the societal costs of underinvestment in transmission are much larger than the societal costs of overinvestment."*¹⁶⁶

173. - De nombreux rapports et articles font état du sous-investissement chronique dans le domaine du transport électrique, à l'origine de plusieurs problèmes de fiabilité du réseau dans plusieurs régions des Etats-Unis, dont la Californie, le Midwest et le Nord-est.¹⁶⁷

¹⁶² **David N. COOK (General Counsel North American Reliability Council)**, *Hprepared Remarks for a Hearing Before the United States Senate Committee on Energy and Natural Resources*, May 15, 2001. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-23, Document 2, page 1.

¹⁶³ **David N. COOK (General Counsel North American Reliability Council)**, *Hprepared Remarks for a Hearing Before the United States Senate Committee on Energy and Natural Resources*, May 15, 2001. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-23, Document 2, page 6.

¹⁶⁴ **David N. COOK (General Counsel North American Reliability Council)**, *Hprepared Remarks for a Hearing Before the United States Senate Committee on Energy and Natural Resources*, May 15, 2001. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-23, Document 2, pages 6-7.

¹⁶⁵ **Eric HIRST**, *Expanding U.S. Transmission Capacity*, Report Prepared for the Edison Electric Institute, July 2000. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-19, Document 1.

Voir également: **Eric HIRST**, "Transmission Crisis: Separating Hype from Fact", *Public Utilities Fortnightly*, 138(17), 54-59, September 15, 2000. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-18, Document 1.

¹⁶⁶ **Eric HIRST**, *Expanding U.S. Transmission Capacity*, Report Prepared for the Edison Electric Institute, July 2000. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-19, Document 1. Page 25.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

174. - L'ancien président de la FERC faisait également état, en Californie, d'un sous-investissement dans la réserve et d'un manque de coordination avec les réseaux des États voisins. ¹⁶⁸

175. - la *Commission Nicolet 2* a recommandé que des ajouts au réseau de transport électrique soient conçus, quant à leur financement, non seulement en fonction de la charge locale, mais également de la demande d'exportation. ¹⁶⁹

176. - Le BAPE a refusé d'émettre une recommandation favorable au projet de bouclage Grand-Brûlé-Vignan car le seul motif invoqué par Hydro-Québec, la desserte fiable de la charge locale, ne l'avait

¹⁶⁷ **Karl STAHLKOPF**, *New Technologies to Increase Transmission Capacity*, Conference Presented to the Edison Electric Institute (EEL) and Energy Daily, Washington D.C., February 1999. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-20, Document 1.

Curtis HÉBERT, Jr., "The Year in Review: Electric Transmission", *The Electricity Journal*, December 1999, pp. 14-19. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-22, Document 1.

Thomas-Olivier NASSER, "The Hidden Value of Transmission Assets", *The Electricity Journal*, June 1999, pp. 69-78. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-23, Document 1.

UNITED STATES OF AMERICA, DEPARTMENT OF ENERGY (DOE), *Report of the U.S. Department of Energy's Power Outage Study Team. Findings and Recommendations to Enhance Reliability from the Summer of 1999. Final report*, Washington D.C., March 2000. Excerpts. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-24, Document 1.

James HOECKER, Extraits d'une conférence auprès de la National Association of State Utility Consumer Advocates, 20 mars 2000. Rapporté par LCG. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-25, Document 1.

UNITED STATES OF AMERICA, FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (STAFF), *Investigation of Bulk Power Markets - Northeast Region*, Washington D.C., November 1, 2000. Excerpts. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-26, Document 1.

UNITED STATES OF AMERICA, FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (STAFF), *Staff Report to the Federal Energy Regulatory Commission on Western Markets and the Causes of the Summer 2000 Price Abnormalities. Part I of Staff Report on U.S. Bulk Power Markets*, Washington D.C., November 1, 2000. Excerpts. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-27, Document 1.

Anjali SHEFFRIN (Director of Market Analysis, California Independent System Operator), *Memorandum. Market Analysis Report*, January 16, 2001. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-28, Document

¹⁶⁸ **FERC**, Docket Nos. Nos. EL00-95-000 et als., *San Diego Gas & Electric Company v. Sellers of Energy and Ancillary Services Into Markets Operated by the California Independent System Operator and the California Power Exchange, Ruling*, December 15, 2000. Excerpt from the concurring reasons by Chairman James J. Hoecker, January 4, 2001 (as amended January 17, 2001). Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-27, Document 2.

¹⁶⁹ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, COMMISSION SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE CHARGÉE D'ANALYSER LES ÉVÉNEMENTS RELATIFS À LA TEMPÊTE DE VERGLAS SURVENUE DU 5 AU 9 JANVIER 1998**, *Pour affronter l'imprévisible. Les enseignements du verglas de 98, Rapport*, Québec, Publications du Québec, Avril 1999. Extraits produits sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-12, document 1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

pas convaincu. Le BAPE souligna que sa décision aurait pu être différente si Hydro-Québec lui avait plaidé que le projet s'inscrivait également dans une perspective d'échanges interprovinciaux.¹⁷⁰

177. - Notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière, mentionne également que le réseau d'expertise E7 a publié en 2000 un rapport majeur proposant un modèle de coopération et d'intégration électrique multinationale régionale (Regional Electricity Cooperation and Integration - RECI) inspiré des *Regional transmission organizations (RTOs)* proposés par l'*Ordonnance 2000* de la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*. L'étude 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 ("régionale") intégrée.¹⁷¹

178. - 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.

Dans l'immédiat toutefois, une telle planification apparaît impossible, alors que des lacunes importantes existent encore chez TransÉnergie quant à la prévision décennale de la seule charge locale, et que la planification de la charge de point à point non ferme est inexistante.

179. - De façon temporaire, nous acceptons donc, comme Hydro-Québec le propose, de considérer le réseau de transport électrique québécois 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.

Ce choix pourrait cependant évoluer. La publication, d'ici le 1^{er} novembre 2001 du *Plan stratégique 2002-2006* d'hydro-Québec et du premier *Plan d'approvisionnement* d'Hydro-Québec-Distribution selon l'article 72 vont graduellement permettre de mieux prévoir les ressources et les charges du service de charge locale. De plus, 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 pourra peut-être faciliter l'avancée vers une coordination régionale de la planification de réseau.

¹⁷⁰ **BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT(BAPE)**, *Rapport 148, Projet de ligne à 315 kV Grand-Brûlé-Vignan par Hydro-Québec*, 2001. Extraits produits sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-30, Document 3.

¹⁷¹ **RÉSEAU D'EXPERTISE E7**, *Regional Electricity Cooperation and Integration (RECI). E7 Guidelines for the pooling of resources and the interconnection of electric power systems*, 2000.

Cité à: **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 2.4, page 10.

Nous pourrions donc proposer, lors d'une cause tarifaire ultérieure de TransÉnergie, que le réseau soit considéré comme étant conçu en fonction d'une demande incluant le service de point à point.

180. - Concevoir le réseau comme étant conçu en fonction de la seule pointe locale a trois conséquences principales:

- Aux fins de l'établissement du taux de rendement, l'on n'a à considérer que le risque commercial faible de la charge locale et non le risque plus étendu qui aurait à être pris en compte si le réseau était conçu dans une perspective régionale.
- Aux fins de déterminer la méthodologie de l'allocation du ratio de charge, il est justifié de se baser sur une seule pointe coïncidente annuelle (1PC) plutôt que sur douze pointes mensuelles, car les tests de la FERC sont satisfaits si l'on ne tient compte que de la charge locale (avec éventuellement une valeur constante pour la charge de point à point).
- Il est justifié d'uniformiser le taux de pertes.

Chacune de ces conséquences sera examinée aux sections correspondantes de la présente argumentation.

2.3 LA NORME ISO 14001 ET LA PLANIFICATION DU RÉSEAU

181. - En approuvant le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec, le gouvernement du Québec se prononce en faveur de l'implantation d'un système de gestion environnementale (SGE) au sein des différentes unités d'Hydro-Québec, dont TransÉnergie.

Ce système de gestion suivrait tant la norme ISO 14001 que le *Programme d'engagement et de responsabilité en environnement (ERE)* de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ):

"[...] d'ici 2002, l'entreprise prévoit implanter la norme ISO 14001, qui permettra d'encadrer la gestion des répercussions environnementales des activités de l'entreprise en production, transport et distribution, dans un processus d'amélioration continue. Pour le volet production, le système sera implanté progressivement d'ici l'an 2000. L'entreprise entend également continuer de participer au Programme d'engagement et de responsabilité en environnement de l'Association canadienne de l'électricité."¹⁷²

¹⁷² **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, p. 39. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, Décret 51-98 concernant l'approbation du *Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, Décret 887-98 concernant des ajustements au *plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"[...] la norme internationale de gestion environnementale ISO 14001, qui sera implantée d'ici la fin de l'an 2000 pour le volet production et d'ici 2002 pour l'ensemble des activités de l'entreprise. Cette norme, qui repose sur le respect de la réglementation, l'amélioration continue et la prévention de la pollution, contribuera à systématiser les activités environnementales de l'entreprise et à améliorer sa performance environnementale."¹⁷³

182. - C'est sous l'angle de la planification du réseau de TransÉnergie que nous abordons ici la norme ISO 14001 et le Programme ERE.

183. - ISO 14001 n'est pas une norme environnementale ni un programme distinct des autres activités de l'entreprise. C'est un système de gestion routinière de ses activités déjà existantes:

"Integrating the ISO 14001 Environmental Management System

The Environmental Management System should be integrated with the organization's other activities. If it is seen as a separate program, it may be difficult or impossible to maintain. The objectives, targets, procedures and systems should be part of routine operations related to the on-going activities of the organization.

*It is important to remember that **ISO 14001 is not an add on-program. Nor is it about "environmentalism" or being "green"**. An effective Environmental Management System is the consistent and systematic control of procedures or operations, products or services which can have a significant impact on the environment. It is obviously concerned with environmental performance, but what it is about is effective corporate management towards."¹⁷⁴*

184. - L'implantation de la norme ISO 14001 débute par un engagement ferme de l'entreprise, au niveau de sa direction, en faveur d'une gestion de l'ensemble de ses activités de manière à tenir compte des aspects environnementaux:

"Senior management commitment is essential before embarking on an ISO 14001 program. Once senior management is committed, they need to provide a focus for the Environmental Management System by defining the organization's environmental policy. This policy must include, among other things, a commitment to continual improvement, prevention of pollution and compliance with legislation and regulations. Policy may be developed at the outset, or through a longer exercise, and is subject to ongoing consideration."¹⁷⁵

¹⁷³ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 42. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

¹⁷⁴ **David McCALLUM**, **Isis FREDERICKS**, *Linking Risk Management and ISO 14000*, 1997, p. 8. Reproduit sous SÉ-STOP 4 (en liasse). Caractère gras et souligné par nous.

¹⁷⁵ **David McCALLUM**, **Isis FREDERICKS**, *Linking Risk Management and ISO 14000*, 1997, p. 6. Reproduit sous SÉ-STOP 4 (en liasse).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

185. - Comme le souligne notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière, c'est cette étape qu'Hydro-Québec vise à accomplir en publiant sa *Politique et déclarations de principes en environnement*:¹⁷⁶

"Hydro-Québec mise sur l'utilisation judicieuse des ressources dans une perspective de développement durable."

"Hydro-Québec est une entreprise d'avant-garde en ce qui concerne l'environnement. [...] Elle pratique une gestion environnementale rigoureuse, conforme à la norme ISO 14001, dans une perspective d'amélioration continue."

"pour améliorer sa performance environnementale, Hydro-Québec s'engage à :

- *Intégrer l'environnement dans ses processus décisionnels [...]"*

"[TransÉnergie] intègre l'environnement à ses activités courantes, de façon à prévenir la pollution, suivant une approche d'amélioration continue de sa gestion et de sa performance environnementale."¹⁷⁷

186. - L'implantation de la norme ISO 14001 se poursuit par l'identification des enjeux environnementaux significatifs de l'entreprise dans l'ensemble de ses activités, et la détermination d'objectifs et de procédures pour les gérer.

Cette étape s'effectue en collaboration avec **le régulateur** et avec les parties intéressées:

"Evaluating the significance of an organization's environmental aspects is one of the greater challenges of ISO 1400 [...]. A wide range of values should be considered, encompassing the perspectives of the main parties with an interest the organization and its performance. Commonly referred to as stakeholders, such parties may include, for example, workers, shareholders, customers, regulators the adjacent community, and public interest groups."¹⁷⁸

187. - Puis, l'entreprise met en place les procédures de gestion qu'elle a définies, ce qui implique l'ensemble de ses activités internes et peut inclure des mécanismes prévoyant la participation des intéressés externes (stakeholders) et du régulateur.

188. - Enfin, l'entreprise met en place des mécanismes de rapport et suivi. Ceux-ci doivent engager haute direction et peuvent impliquer les intéressés externes et le régulateur.

¹⁷⁶ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 2.4, p. 8.

¹⁷⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, *Politique et déclarations de principes en environnement*. Reproduite sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 4, pages 44-45, ainsi que Pièce SÉ-STOP 3, Document 1.

¹⁷⁸ **David McCALLUM, Isis FREDERICKS**, "Environmental Priority Setting - One of the Greater Challenges of ISO 14001", *Canadian Environmental Protection*, March/April 1996, p. 10. Reproduit sous SÉ-STOP 4 (en liasse). Caractère gras et souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

La haute direction et les autres instances peuvent alors préciser ou modifier leurs objectifs et élaborer de nouveaux mécanismes de gestion, le tout dans une perspective d'amélioration continue.

189. - Notre témoin-expert, Madame Lalumière, souligne que la mise en place de la norme ISO 14001 se traduit par des outils de gestion standard intégrés aux outils de gestion déjà existants de l'entreprise (objectifs, échéanciers, formation, mécanismes de gestion, contrôle des opérations, contrôle des résultats, audits): ¹⁷⁹

*"ISO 14001 uses the same fundamental systems as ISO 9000 such as documentation control, management system auditing, operational control, control of records, management policies, audits, training, statistical techniques, and corrective and preventive action."*¹⁸⁰

190. - La mise en place de la norme ISO 14001 se traduit également par une meilleure communication publique des aspects environnementaux dans les opérations et la gestion de cette entreprise.

En ce sens, on note que, dans son *Plan stratégique 2000-2004*, Hydro-Québec s'engage à communiquer davantage sa performance environnementale. ¹⁸¹

191. - David Mc Callum et Isis Fredericks décrivent par le tableau suivant les cinq étapes d'implantation de la norme ISO 14001 au sein d'une entreprise:

¹⁷⁹ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 2.4, p. 9.

David McCALLUM, Isis FREDERICKS, *Environmental Priority Setting - One of the Greater Challenges of ISO 14001*, Canadian Environmental Protection March/April 1996. Reproduit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 4, Document 1.

¹⁸⁰ **David McCALLUM, Isis FREDERICKS**, *Linking Risk Management and ISO 14000*, 1997. Reproduit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 4, Document 1. Section 2.1.

¹⁸¹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 39.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"ISO 14001 Environmental Management System Elements"¹⁸²

ISO 14001 Clause 4.2	An effective EMS is driven by senior level commitment to the ENVIRONMENTAL POLICY
ISO 14001 Clause 4.3	The EMS is developed in a thorough PLANNING exercise that identifies: significant environmental aspects of the organization, and legal and other requirements; and generates objectives and targets for environmental performance environmental management programme(s) for delivering the environmental policy.
ISO 14001 Clause 4.4	IMPLEMENTATION AND OPERATION of the EMS is accomplished through: training, awareness and competence, communication, EMS documentation, document control, operational control, and emergency preparedness and response.
ISO 14001 Clause 4.5	Performance is assured through CHECKING AND CORRECTIVE ACTION , including: monitoring and measurement, correction of non-conformances, and preventive action, appropriate maintenance of records, and EMS auditing
ISO 14001 Clause 4.6	The ongoing relevance and continual improvement of the EMS is a function of MANAGEMENT REVIEW

192. - Le programme *Engagement et responsabilité en environnement (ERE)* mis en place en 1997 par l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) et auquel Hydro-Québec réfère dans son *Plan stratégique* est de même nature.¹⁸³ Selon ce programme, toutes les entreprises membres de l'ACÉ, dont

¹⁸² **David McCALLUM, Isis FREDERICKS**, *Linking Risk Management and ISO 14000*, 1997, p. 4. Reproduit sous SÉ-STOP 4 (en liasse).

¹⁸³ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, p. 39. Approuvé par: **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

Joanne LALUMIÈRE, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 2.4, p. 9.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec, s'engage à améliorer de façon continue leur performance environnementale en se dotant d'un système de gestion environnementale ainsi qu'en se soumettant à un examen indépendant et à une diffusion publique des résultats obtenus.

193. - Le programme *ERE* comporte cinq éléments:

- Une déclaration de principe comprenant des mesures et des indicateurs pour chaque principe énoncé.
- Un engagement à l'effet de mettre en œuvre un système de gestion de l'environnement (SGE) conforme à la norme ISO 14001.
- La mise en place d'un Comité consultatif public.
- Un processus de surveillance de la performance et d'établissement de comptes-rendus comprenant une vérification publique indépendante.
- Une stratégie de communications complète. ¹⁸⁴

194. - Selon Madame Lalumière, le défi, pour la Régie de l'énergie, consiste à identifier des mécanismes lui permettant de traduire de façon opérationnelle, à travers le présent dossier, les valeurs du développement durable et d'intérêt public qui sont au cœur de sa mission, s'inscrivent dans la *Politique énergétique* du gouvernement québécois et s'inscrivent parmi les tendances internationales en la matière.

À ce défi s'en rattache un autre: celui pour Hydro-Québec de traduire de façon opérationnelle, dans son présent dossier tarifaire, son engagement d'intégrer l'environnement à toutes les étapes de ses processus de gestion, conformément à ses démarches de mise en place de la norme ISO 14001, et ses autres démarches dans le cadre du programme *ERE* de l'*Association canadienne de l'électricité*. ¹⁸⁵

195. - En d'autres termes, il s'agit d'intégrer un *Système de gestion environnementale* au processus de régulation des tarifs et conditions de transport d'électricité par Hydro-Québec devant la Régie de l'énergie. ¹⁸⁶

¹⁸⁴ **ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ (ACÉ)**, Description du Programme d'engagement et de responsabilité en environnement. Reproduit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 5, Document 1.

¹⁸⁵ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 2.5, p. 11.

¹⁸⁶ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 2.5, p. 11.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

196. - L'article 51 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit qu'un tarif de transport d'électricité doit permettre le développement "normal" du réseau de transport d'électricité.

La notion de "*développement normal*" doit s'interpréter comme étant un "*développement durable*", car, en incorporant cette notion à sa politique énergétique, le gouvernement du Québec a exprimé sa volonté que le *développement durable* soit le *développement normal* du secteur énergétique au Québec.

"Normal" ne signifie pas nécessairement "*similaire*" aux autres réseaux de transport. D'ailleurs, le réseau de TransÉnergie possède des caractéristiques géographiques et techniques uniques, que l'on ne retrouve auprès d'aucun autre réseau nord-américain. Par analogie, on peut noter que la notion de "*pratiques usuelles des services publics*" à l'article 1.35 du texte réglementaire réfère non seulement aux pratiques usuelles mais également à des pratiques non usuelles mais raisonnables.¹⁸⁷

197. - L'application de la norme ISO 14001 doit se traduire de manière visible dans le processus de planification de réseau de TransÉnergie.

198. - Selon notre témoin-expert, Madame Lalumière:

*"[U]ne réelle intégration des aspects du développement durable dans la planification du réseau exigerait qu'Hydro-Québec soumette à l'appui de sa demande une analyse environnementale ne serait-ce que sommaire présentant les avantages et les inconvénients environnementaux de ses projets de développement en tenant compte à la fois de l'échelle locale et de l'échelle continentale selon la nouvelle réalité du marché de l'électricité et des bénéfices escomptés pour l'actionnaire principal."*¹⁸⁸

199. - Une telle analyse ne se substituerait pas à celles faisant partie du *Plan d'approvisionnement* du distributeur, comme Hydro-Québec semble interpréter à tort nos propos dans son argumentation.

Cette analyse faite par le transporteur *suivrait le Plan d'approvisionnement* du distributeur et se baserait sur ce dernier pour exprimer les considérations propres au transporteur, et que le distributeur n'a pas lui-même mandat d'examiner.

¹⁸⁷ Voir la section "terminologie" en préambule à la présente argumentation.

¹⁸⁸ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.2, p. 18.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

200. - La construction d'actifs de transport électrique amène souvent des conflits entre les intérêts environnementaux globaux et les intérêts environnementaux locaux.¹⁸⁹ Les deux doivent être considérés par TransÉnergie, qui doit tenter de les harmoniser.

Cette harmonisation peut prendre la forme de mesures de mitigation ou de compensation, notamment celles prévues au *Programme de mise en valeur intégrée* d'Hydro-Québec.¹⁹⁰

Des mesures ou programmes de mitigation ou compensation globaux, dépassant le cadre unitaire de chaque projet pourraient et devraient également être abordés dans le cadre que nous proposons.

201. - De plus, des enjeux globaux de sécurité d'approvisionnement des Québécois se posent, comme le signalait la *Commission Nicolet 2*, citée par notre témoin-expert:

"La Commission recommande [...] que dans ses arbitrages futurs, le gouvernement intègre une vision plus complète des risques courus en matière d'approvisionnement et y accorde une importance accrue.

Cette recommandation vaut également pour la Régie de l'énergie, nouvel acteur du secteur énergétique québécois. Dans le cadre de sa juridiction, la Régie de l'énergie devra également tirer les enseignements du verglas de janvier 1998 et s'assurer, dans ses décisions, que les préoccupations liées à la sécurité des approvisionnements, envisagée au sens large, sont pleinement prises en compte. On pense notamment aux décisions que la Régie sera amenée à rendre lors de l'examen des plans de ressources des distributeurs gaziers et d'Hydro-Québec ainsi qu'au moment de l'analyse des demandes tarifaires. [...]

Dans les arbitrages et les pondérations à venir, la Commission recommande que les exigences concernant le renforcement du réseau et l'amélioration de sa configuration soient intégrées explicitement dans les évaluations de la Régie de l'énergie."¹⁹¹

202. - La *Commission Nicolet 2* a recommandé d'entreprendre une série de travaux pour améliorer la configuration du réseau, incluant des bouclages régionaux et l'accroissement de la capacité des interconnexions bidirectionnelles.¹⁹²

¹⁸⁹ Voir notamment: **Karl STAHLKOPF**, *New Technologies to Increase Transmission Capacity*, Conference Presented to the Edison Electric Institute (EEI) and Energy Daily, Washington D.C., February 1999.

Voir également: **David N. COOK (General Counsel North American Reliability Council)**, *Hprepared Remarks for a Hearing Before the United States Senate Committee on Energy and Natural Resources*, May 15, 2001. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-23, Document 2, page 9.

¹⁹⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, *Conditions relatives à l'application du programme de mise en valeur intégrée*, Directive DIR-01, 26 mai 1998. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-14, Document 1.

¹⁹¹ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC, COMMISSION SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE CHARGÉE D'ANALYSER LES ÉVÉNEMENTS RELATIFS À LA TEMPÊTE DE VERGLAS SURVENUE DU 5 AU 9 JANVIER 1998**, *Pour affronter l'imprévisible. Les enseignements du verglas de 98. Rapport*, Québec, Publications du Québec, Avril 1999, Rapport principal, pp. 377-379. Souligné par nous. Produite sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-12, Document 1.

¹⁹² *Id.* (rapport principal), pp. 385, 387, 389, 394, 395. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-12, Document 1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Outre ces recommandations de la *Commission*, notre témoin-expert croit également pertinent que TransÉnergie développe une vision quant à la réduction éventuelle de la quantité de lignes de transport nécessaires, ce que la technologie des supraconducteurs pourrait rendre possible, en accroissant la capacité unitaire des lignes.¹⁹³

Une analyse de Karl Stahlkopf, présentée à l'*Edison Electric Institute (EEI)*, traite de cette question.¹⁹⁴

203. - La cause tarifaire de TransÉnergie est le seul forum qui pourrait permettre de tels examens globaux et à long terme.

En effet, l'examen du *Plan d'approvisionnement* du distributeur par la Régie ne concernera pas les choix propres au transporteur mais uniquement ceux du distributeur. Par ailleurs, les audiences du BAPE ou celles de la Régie suivant l'article 73 ne permettront pas de dépasser le cadre unitaire de chaque projet.

204. - Une analyse sommaire du plan des immobilisations, telle que notre témoin-expert la propose, aurait pour principaux objectifs de:

- Permettre à Hydro-Québec de concrétiser de façon tangible son engagement d'intégrer des aspects reliés au développement durable par l'insertion d'une section spécifique à ces aspects dans son dossier argumentaire déposé devant la Régie de l'énergie au soutien de sa position dans cette cause.
- Permettre aux publics concernés par ces aspects d'avoir rapidement accès aux informations pertinentes à cet effet tout comme y ont déjà droit les publics intéressés par les questions plus techniques ou économiques.
- Démontrer que les aspects du développement durable sont des aspects aussi « *top of mind* » que les aspects économiques et techniques dans ce type de dossier.
- Fournir à la Régie de l'énergie les informations pertinentes lui permettant de tenir compte des enjeux du développement durable dans sa prise de décision.¹⁹⁵

¹⁹³ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.2.3, page 23.

¹⁹⁴ **Karl STAHLKOPF**, *New Technologies to Increase Transmission Capacity*, Conference Presented to the Edison Electric Institute (EEI) and Energy Daily, Washington D.C., February 1999. Produite sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-20, Document 1.

¹⁹⁵ **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et GROUPE STOP**, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 2, Réponse 1.1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

205. - Une telle analyse sommaire suppose un examen du plan des immobilisations à la fois par un spécialiste en évaluations environnementales de ce type d'infrastructures et par un spécialiste des enjeux environnementaux globaux. Hydro-Québec disposerait déjà du personnel compétent pour réaliser un tel examen.

Madame Lalumière précise qu'une telle analyse n'implique pas de relevés au terrain ou d'inventaires quelconques mais se concentrerait sur les impacts environnementaux significatifs du plan des immobilisations, incluant les enjeux environnementaux tant locaux (dans l'environnement immédiat des lignes et postes) que ceux d'ordre global (impacts sur les émissions atmosphériques des transactions énergétiques, etc.).

Cet examen devrait permettre de dégager les grandes lignes des avantages et des inconvénients environnementaux, dans une perspective tant provinciale que continentale, associés au plan des immobilisations. Cette analyse mettrait aussi en évidence les efforts spécifiques en matière d'environnement et de développement durable apportés par le transporteur à l'étape de la planification et de la conception du plan en y incluant notamment les efforts de recherche.¹⁹⁶

206. - Nous prions donc la Régie de requérir, pour les causes tarifaires futures de TransÉnergie, que celle-ci soumette à la Régie une analyse environnementale ne serait-ce que sommaire présentant les avantages et les inconvénients environnementaux de ses projets de développement de réseau, en tenant compte à la fois de l'échelle locale et de l'échelle continentale selon la nouvelle réalité du marché de l'électricité et des bénéfices escomptés pour l'actionnaire principal.

¹⁹⁶ **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et GROUPE STOP**, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 2, Réponse 1.2.

THÈME 3

LA STRUCTURE DU CAPITAL ET LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

3.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE

207. - Le gouvernement peut autoriser Hydro-Québec à contracter des emprunts et peut, aux conditions qu'il fixe, les garantir (*Loi sur Hydro-Québec*, art. 27, 27.1, 27.2, 27.3, 27.4, 28).

208. - Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit notamment:

- permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification du distributeur;
- favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité et la satisfaction des besoins des consommateurs;
- s'assurer du respect des ratios financiers;
- des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs.

Un tarif ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité de l'entreprise et le développement normal des équipements de production d'électricité, d'un réseau de transport, ou d'assurer à un distributeur un rendement raisonnable sur sa base de tarification (art. 49(3°), (4°), (5°), 51).

209. - La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée déterminer le taux de rendement d'Hydro-Québec (art. 32(1°)).

210. - Les dividendes à être versés par Hydro-Québec à son actionnaire unique, le ministre des Finances du Québec, sont déclarés une fois suivant les modalités que détermine le gouvernement. Ils ne peuvent excéder, pour un exercice financier donné, le surplus susceptible de distribution, soit 75% du total du revenu net d'exploitation de la Société et de son revenu net de placement pour le même exercice financier, diminué de la dépense brute d'intérêt pour cet exercice.. (*Loi sur Hydro-Québec*, art. 3.2, 3.3, 15.1, 15.2)

211. - Il ne peut être déclaré aucun dividende dont le paiement aurait pour effet de réduire à moins de 25% le taux de capitalisation de la Société à la fin de cet exercice. Le taux de capitalisation, à la fin d'un exercice financier, est le rapport existant entre le montant total du fonds social payé de la Société et de ses surplus accumulés, déduction faite du dividende déclaré à l'égard de cet exercice, et le montant total de sa dette à long terme (de plus de douze mois, déduction faite des fonds d'amortissement), de son fonds social payé et de ses surplus accumulés, déduction faite du dividende déclaré à l'égard du même exercice. (*Loi sur Hydro-Québec*, art. 15.2, 15.4, 15.5)

ARGUMENTATION

THÈME 3 - LA STRUCTURE DU CAPITAL ET LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES - GROUPE STOP

3.2 LA STRUCTURE DU CAPITAL

212. - Dans ses conclusions, Hydro-Québec demande à la Régie d'

APPROUVER pour le transporteur une structure de capital présumée comportant 70% de capitaux empruntés et 30% de capitaux propres;¹⁹⁷

213. - Nous n'avons pas de représentations à faire sur le sujet et constatons, comme Hydro-Québec l'indique dans son argumentation, que la seule preuve produite au dossier est favorable à cette demande, qui apparaît aussi être dans l'intérêt public car apportant une meilleure stabilité financière à la Société d'État.¹⁹⁸

3.3 LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

214. - Hydro-Québec, dans ses conclusions, demande d'

AUTORISER un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de l'ordre de 10,0% qui tient compte d'un taux de rendement de 10,6% sur les capitaux propres;¹⁹⁹

215. - Il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable que le transporteur bénéficie d'un rendement suffisant sur ses investissements en transmission électrique, en tenant compte du caractère public d'Hydro-Québec, du rendement offert sur les fonctions de production électrique et de celui offert sur les investissements dans d'autres filières énergétiques.

216. - La preuve révèle que les trois facteurs qui pourraient traditionnellement justifier un taux de rendement plus élevé (le risque réglementaire, le risque financier et le risque économique) ne le permettent pas dans le cas de TransÉnergie. Ce sont d'autres facteurs, d'intérêt public, qui doivent plutôt être considérés.

217. - Le *risque financier* d'Hydro-Québec est en effet réduit du fait de la garantie gouvernementale de ses prêts, permise en vertu de l'article 28 de la *Loi sur Hydro-Québec*:

¹⁹⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Demande révisée*, le 15 août 2000.

¹⁹⁸ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, le 9 août 2001, p. 74.

¹⁹⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Demande révisée*, le 15 août 2000.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"Q. So when we come to compare the financial risk of Hydro One to TransÉnergie, wouldn't it be exact that they become or less equal as a result of this provincial guarantee offsetting the higher capital structure of Hydro One?

A. It is one offsetting factor."²⁰⁰

"[...] si Hydro-Québec avait une cote de crédit, comme docteur Morin le mentionnait, là, une cote de crédit de BBB, il est à peu près certain qu'on n'aurait pas pu financer les activités de la compagnie dans le marché canadien, on n'aurait pas eu accès au marché canadien [...]"²⁰¹

"[...] yesterday, Dr. Morin seemed to suggest that the guarantee and the capital structure were offsetting. Today, it seems to suggest that the guarantee only affected the financial cost. I think it is reasonable that investors would indeed see that the overall risk of the company was reduced with that guarantee. [...]"²⁰²

218. - Le *risque commercial* de TransÉnergie est également réduit car le principal client de TransÉnergie, Hydro-Québec-Distribution est à la fois captif et détenteur d'un monopole territorial de distribution. Le réseau est par ailleurs essentiellement conçu en fonction de la pointe de la demande locale, de sorte que le service de point à point ne bénéficie que de la capacité excédentaire du réseau:

"Q. How would you comment TransÉnergie's demand related risk?

A. Very small.

Q. As in non-existent?

A. Almost non-existent because it is essentially a ratemaking process of passing on a contractual -- a contract essentially which is passed on to the distributor. So there is very little demand risk on the revenue side.

Q. What about the supply side?

A. No, no risk.

Q. No risk whatsoever, we agree?

A. No.

Q. Do you know that there is a legal obligation to Hydro-Québec to supply one hundred and sixty-five (165) terawatt/hours to the domestic load on a yearly basis?

A. I am generally aware of that, but I cannot answer detailed questions on that.

Q. But do you agree with the suggestion?

A. Yes, I do. So on the revenue side, we agree; on the supply side, we agree, but there are costs forecasts that are involved which imply risk.

Q. But do you agree with me, when you assess the business risk, you are assessing the probability for the utility to realize sufficient revenues to compensate its costs?

A. I agree with you that the business risk is very, very small on the demand side.

Q. And on the supply side as well?

A. And on the supply side, but not on the cost side."²⁰³

²⁰⁰ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, p. 78, R72 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault).

²⁰¹ n.s., vol. 13, 25 avril 2001, pp. 91-92 (Réponse de M. Paul Robillard à M. Anthony Frayne).

²⁰² n.s., vol. 13, 25 avril 2001, p. 196, (Témoignage de M. Michael K. Berkowicz).

²⁰³ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, pp. 101-102, R149 à R156 (Réponses du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

219. - Ce risque commercial serait encore moindre si un compte reporté était constitué, comme nous le proposons, en vue de combler l'écart entre la prévision de la demande et des ressources et les données réelles *a posteriori*.

220. - Par ailleurs, les transporteurs gaziers et les autres utilités publiques électriques nord-américaines qui furent comparées vivent une situation nettement plus concurrentielle et un risque commercial plus élevé que TransÉnergie. Toute comparaison est donc sujette à des réserves:

"We don't have a pure Canadian TransÉnergie lookalike, we just don't. The closest thing, it would be the gas pipelines and Hydro One. So we have to make compromises in terms of stretching comparability a little bit. [...]"²⁰⁴

"[N.D.L.R.: parlant de Hydro One] I would agree that the transmission business is less risky than distribution"²⁰⁵

221. - Le risque réglementaire est décrit comme élevé par Hydro-Québec dans sa preuve, ce qui nous apparaît grandement exagéré. Le témoin d'hydro-Québec, le Dr. Roger A. Morin, affirme:

"A. [...] how can you possibly think that a company with not a single decision, with no track record of regulation, opening in a brand new business environment, has no regulatory risk? It is obvious, it is transparent. We have no decisions about rate making, about cost disallowances, about rate base allowances, **about a rate of return**, about regulatory policy. We have a regulatory lag of two years...

Q. We have a decision on regulatory policy, sir, I am sorry, we have a decision...

A. We do not have a decision on the tariffs of TransÉnergie, yet. We have been waiting for two years."²⁰⁶

222. - En réponse aux arguments d'Hydro-Québec, soulignons que le transporteur bénéficie déjà d'un premier règlement tarifaire, le *Règlement 659*, lui-même succédant au *Règlement 652* qui ne fut pas utilisé. Ce *Règlement 659* est appliqué depuis 4 ans et ne pose pas de difficultés opérationnelles particulières; il a été reconnu comme réciproque par la FERC, et la Régie lui a reconnu une validité provisoire pendant la présente cause.

Le délai survenu entre le dépôt initial de la demande tarifaire R-3401-98 du transporteur auprès de la Régie en 1998 et la fin de l'audience en 2001 n'est pas la manifestation d'un quelconque risque réglementaire mais résulte du choix du régulateur de procéder de façon méthodique, par l'établissement de principes réglementaires préalables, et également, en partie, par les délais demandés par le transporteur lui-même.

²⁰⁴ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, p. 94, R126 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault).

²⁰⁵ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, p. 73, R51 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault).

²⁰⁶ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, pp. 174-175, R 174 et R175 (Réponses du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault). Souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

223. - Le risque que la Régie n'accorde pas le taux de rendement demandé par TransÉnergie (mentionné par le Dr. Morin dans la citation ci-dessus) ne peut pas servir de justification à un taux de rendement plus élevé.

224. - Le Dr. Morin affirme que l'agenda environnemental de plusieurs intervenants constitue un risque régulateur. Toutefois, l'exemple qu'il fournit ne correspond pas à la réalité des thèmes soulevés par les intervenants environnementaux au présent dossier:

"A. *Why do we have to consider all these other agendas that people have when we are working inside the framework of rate of return, rate base, cost of service. That's a regulatory risk. I'm not saying it's right or wrong, I'm just saying it's a source of risks. I personally would favour recognizing environmental concerns and the demand side management and so forth, I think these are important issues. But you have to pay a price for that and the price you pay is regulatory risk.*"²⁰⁷

La gestion de la demande (demand side management) n'est en effet pas soulevée au présent dossier. De plus, dans sa décision D-2000-102, la Régie a posé des balises pragmatiques quant à la portée du débat sur les différents thèmes.²⁰⁸

225. - En tout état de cause, le risque régulateur allégué par le Dr. Morin se dissipera le jour de la décision de la Régie au présent dossier, donc le jour où la Régie déterminera également le taux de rendement résultant des niveaux de risque. Le Dr. Roger A. Morin nous le confirme lorsque nous l'avons contre-interrogé:

"Q. *When you appreciated the regulatory risk on pages 14 and 15, I understand that these risks were specific, a lot of these risks were specific to the fact that we are now in year one of the regulatory process and once this case arrives to its conclusion, that the first ratemaking decision is rendered, that a large part of that regulatory risk would either disappear or be substantially reduced?*
 A. *Well, these risks will disappear but, of course, it depends on the decision itself.*"²⁰⁹

Le Dr. Morin affirme également:

"A. *[...] we are awaiting anxiously the decision of la Régie, which will be the first tariff decision for Hydro-Québec, and that will alleviate a lot of concerns on capital markets. So I think at this time, there is more a regulatory risk for TransÉnergie, at this time. Although I think the Régie will make a very sound and, you know, enlightened decision, and that risk may very well dissipate.*

²⁰⁷ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, p. 152, R250 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault).

²⁰⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-98, Décision D-2000-102, le 2 juin 2000 (RR. Patoine, Frayne, Tanguay).

²⁰⁹ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, pp. 244-245, R536 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Dominique Neuman).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

- Q. *As it always does.*
 A. *Well, not always, but most of the time.*²¹⁰

226. - La faiblesse des trois risques considérés devrait donc, traditionnellement, amener la Régie à accorder à TransÉnergie un taux de rendement *plus faible* qu'à un transporteur gazier ou qu'à une autre utilité publique électrique. Le Dr. Morin semble nous le confirmer lorsque nous l'avons contre-interrogé:

- "Q. *So, would you agree with me that at a later point, when the regulatory risk is reduced, since the two other risk factors are either average or lower than comparable utilities, that we could arrive at a situation where the rate of return for Hydro-Quebec TransÉnergie would be lower for its shareholder than the rate of return benefiting to natural gas competitors?*
 A. *It could be [...].*"²¹¹

Selon cette approche, le taux de rendement pour le transport électrique serait également moindre que celui de la production électrique, par Hydro-Québec ou par un producteur privé.

227. - Du point de vue de l'intérêt public et du développement durable, nous ne croyons pas qu'un tel résultat soit opportun ou équitable, ni qu'il transmette un signal approprié pour les investissements.

228. - En premier lieu, en effet, il apparaît contraire au pacte social de l'électricité que le caractère public d'Hydro-Québec (qui se traduit par une plus grande stabilité de l'entreprise, notamment par la garantie des prêts) et son monopole territorial (qui résulte de la nationalisation de l'électricité) suscitent un rendement moindre et un bénéfice moindre à l'actionnaire que si l'entreprise était de propriété privée.

229. - En second lieu, un taux de rendement moindre pour le transport électrique que pour le transport gazier transmet un signal inadéquat quant au choix des filières et au choix des investissements.

230. - En troisième lieu, un signal inadéquat est également transmis si le taux de rendement pour les ajouts de production par Hydro-Québec-Production devient plus élevé que celui dont bénéficierait la Société d'État pour les ajouts au réseau de transport électrique.

Hydro-Québec serait ainsi incitée à investir en production plutôt qu'en transmission, ce qui n'est pas nécessairement le meilleur choix dans l'intérêt public et celui du développement durable.

Nous croyons que le taux de rendement offert devrait plutôt viser à être neutre à cet égard.

²¹⁰ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, p. 85, R94 et R95 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Guy Sarault).

²¹¹ N.s., vol. 12, 24 avril 2001, p. 245, R538 (Réponse du Dr. Roger A. Morin à Me Dominique Neuman)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

231. - Plusieurs commentateurs soulignent l'insuffisance du taux de rendement offert sur les investissements en transport d'électricité tout en constatant, comme on l'a vu, le sous-investissement chronique dans ce domaine, à l'origine de plusieurs problèmes de fiabilité du réseau aux États-Unis.²¹²

232. - Monsieur David N. Cook du *North American Reliability Council* considère que l'insuffisance du rendement alloué par les régulateurs aux transporteurs est en partie à l'origine du sous-investissement dans ce domaine:

"A second major impediment to expanding the transmission grid has to do with economics. The cost of transmission is a relatively small portion (6 to 8 %) of the overall cost of delivered electricity. Against the prices that prevail in the West today, that number is even smaller. A robust transmission system would pay large dividends by increasing our supply options and allowing us to move large blocks of power from where it is available to where it is needed. Yet the regulated rates that we allow transmission owners to charge may not compensate for the risk they take on. Requiring that investment to be recovered over a period of thirty years may no longer be practical. We need a rate paradigm that recognizes the value that transmission plays in our economy. As well we need a rate paradigm that allows those who build new transmission to recover their investment."²¹³

233. - Dans le même sens, l'ancien président de la FERC, Monsieur Curtis Hébert jr., affirme:

"[...] transmission earnings must increase if we are to attract investors. [...]"

While there is no single model that works for all utilities, there is a common theme. In order for there to be new transmission, there must be investors willing to raise debt capital. In order for the investment community to get more excited about placing their bets on transmission assets than treasury bonds, there must be an opportunity to earn a reasonable return based on the risk involved."²¹⁴

234. - Le professeur Eric Hirst, de l'Oak Ridge National Laboratory (ORNL), dans un rapport à l'Edison Electric Institute (EEI), confirme:

"One of the key inhibitors to construction of new transmission often cited in the interviews is the lack of an adequate return on equity (ROE) for investors. More generally, the issue is one of financial incentives to transmission owners. As with the other issues, this one generated considerable disagreement."

²¹² Voir la section 2.2.4 de la présente argumentation.

²¹³ **David N. COOK (General Counsel North American Reliability Council)**, *Hprepared Remarks for a Hearing Before the United States Senate Committee on Energy and Natural Resources*, May 15, 2001. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-23, Document 2, page 9.

²¹⁴ **Curtis HÉBERT, Jr**, *The Year in Review: Electric Transmission*, *The Electricity Journal*, December 1999, pp. 14-19, à la page 19. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-22, Document 1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Several people indicated that the lack of transmission investment is worse than it may appear. Needed projects may be killed early on within the utility because of management concern that the large investment will not be fully recovered. Specifically, with lifetimes of several decades and little agreement yet on the nature of transmission regulation and the pace of the jurisdictional shift from the states to FERC, utility executives are reluctant to make long-lived commitments."²¹⁵

235. - Pour l'ensemble de ces motifs, nous croyons que la Régie devrait, malgré le risque moindre, accorder à TransÉnergie un taux de rendement comparable à celui d'une utilité publique privée et se rapprochant du taux de rendement qui serait obtenu sur les ajouts au parc de production électrique.²¹⁶

3.4 L'AJUSTEMENT RAISONNABLE DU TAUX DE RENDEMENT LORS DE LA FERMETURE DES LIVRES

236. - Nous abordons l'hypothèse d'un taux de rendement incitatif et d'une zone de raisonnabilité de celui-ci sous le thème 4, quant au processus de fermeture des livres, en nous inspirant de certaines suggestions du Dr. Morin.

²¹⁵ **Eric HIRST**, *Expanding U.S. Transmission Capacity, Report* Prepared for the Edison Electric Institute, July 2000. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-19, Document 1. Page 19.

²¹⁶ Nous avons tenté d'obtenir un commentaire du Dr. Roger A. Morin sur une telle suggestion, mais celui-ci n'a manifestement pas compris notre question (n.s., vol. 12, le 24 avril 2001, p. 246, Q539 (question de Me dominique Neuman au Dr. Roger A. Morin).

THÈME 4

LA BASE DE TARIFICATION ET LES REVENUS REQUIS

4.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE

237. - La Régie doit établir la base de tarification du transporteur d'électricité en tenant compte, notamment, de:

- La *juste valeur des actifs* qu'elle estime *prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité*.
- Les *dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché*.
- Les *programmes commerciaux*.
- Les *frais de premier établissement*.
- Le *fonds de roulement* requis pour l'exploitation de ce réseau (art. 49(1)(1^o).

238. - La juste valeur des actifs du transporteur d'électricité est calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement (art. 50).

239. - Sont réputés *prudemment acquis et utiles* pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité les actifs qui, le ou avant le 23 août 2001²¹⁷ :

- Sont en exploitation et inscrits aux registres comptables du transporteur, ou
- Dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par la loi ou par le gouvernement conformément à la loi (art. 164.1).

240. - Les ajouts ou retraits subséquents d'actifs du réseau de transport requièrent l'autorisation du gouvernement ou de la Régie dans les cas prévus à la loi et au règlement, en tenant compte:

- Des prévisions de vente du client Hydro-Québec-Distribution et de son obligation de distribuer,
- Des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet (art. 73, 76).

²¹⁷

Date où fut pris le premier règlement selon l'article 73(1^o) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (art. 164.1 de la *Loi*).
GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, (2001) 133 G.O. II 6165.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

241. - Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit déterminer les montants globaux des *dépenses* qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment celles afférentes aux contrats de service de transport conclu avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport. Sont réputées nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service, les dépenses découlant des contrats de services de transport et des contrats de services de distribution conclus avant le 16 juin 2000. (Art. 49 (2°), 164 *in fine*).

242. - La Régie doit également tenir compte des prévisions de vente. (Art. 49 (8°)).

4.2 LA SÉPARATION DES ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES

243. - Les activités dites *non réglementées* sont, par définition, celles accomplies par le transporteur ou ses sociétés affiliées mais ne relevant pas de la compétence de la Régie de l'énergie, et donc ne faisant pas partie de la base tarifaire ni des revenus et charges servant à établir les tarifs et les conditions fixées par la Régie.

Ces activités peuvent indirectement entrer en compte dans les tarifs et conditions lorsqu'elles donnent lieu à des achats de biens ou de services par le transporteur, lesquels doivent, sauf exception, être comptabilisés sur la base de leur coût complet.²¹⁸

244. - Au dossier R-3405-98, la Régie a statué que la *Loi* constituait la base de différenciation des activités réglementées et non réglementées.²¹⁹

245. - Les articles 31 al. 1(1^o) et 48 de la *Loi* stipulent que la Régie a compétence pour fixer ou modifier *les tarifs et les conditions du transport d'électricité par le transporteur d'électricité*.

L'article 2 de la *Loi* définit le *transporteur* comme étant Hydro-Québec dans ses *activités de transport d'électricité*.

L'article 2 définit également le *réseau de transport d'électricité*.

²¹⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3405-98, Décision D-99-120, le 16 juillet 1999 (RR. Dupont, Frayne, Tanguay), p. 29.

²¹⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE** Dossier R-3405-98, Décision D-99-120, le 16 juillet 1999 (RR. Dupont, Frayne, Tanguay), p. 29.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

246. - Il est important de noter que le voile corporatif ne semble pas être déterminant pour qualifier une activité de réglementée ou non, lorsqu'il s'agit d'une *activité de transport d'électricité* exercée par une société contrôlée par Hydro-Québec.

247. - Au présent dossier, Hydro-Québec demande à la Régie de:

PRENDRE ACTE de la méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées et du traitement de leurs coûts²²⁰

La "méthode" n'a pas véritablement été mise en preuve, mais son *résultat* l'a été, sous la cote HQT-1, Document 1.1. Hydro-Québec a apporté une révision à cette pièce le 11 juin 2001, notamment afin de tenir compte d'éléments que nous avons soulevé en contre-interrogatoire.

248. - Nous ne croyons pas que la Régie doive modifier sa décision rendue au dossier R-3405-98 quant à la "*méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées*".

Il n'existe aucune "*méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées*" dont la Régie puisse "*prendre acte*" autre que la *Loi* et l'interprétation juridique de la *Loi*. Par contre, le *résultat*, soit la pièce HQT-1, Document 1.1, sera implicitement approuvé aux fins de la présente cause (avec ou sans modifications) lorsque la Régie déterminera la base de tarification, les revenus et les charges servant à la détermination des tarifs et conditions.

Quant à la "*méthode de traitement des coûts des activités non réglementées*", le principe du coût complet établi par la décision D-99-120 continue de prévaloir, sauf les exceptions que la Régie pourrait décider au présent dossier. Hydro-Québec énumère les exceptions proposées à la pièce HQT-1, Document 1.1, page 5, telle que révisée le 11 juin 2001.

249. - Plus spécifiquement, quant aux activités de CRT, Hydro-Québec plaide que:

"Les activités de CRT ne sont pas réglementées car cette entreprise n'est pas un transporteur visé par la Loi sur la Régie."²²¹

"Dans le cas de service de transport acheté auprès de CRT, la transaction a été faite au prix du marché et il a été mis en preuve que le transporteur en retire un bénéfice 253."²²² Le transporteur a payé le même prix que si

²²⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Demande révisée*, le 15 août 2000, p. 7.

²²¹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, 9 août 2001, p. 119.

²²² Cité dans le texte: Notes sténographiques, vol. 23, page 221.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

CRT n'était pas une entreprise affiliée. Le traitement comptable de cette exception est donc à l'avantage de la clientèle réglementée. ⁿ²²³

250. - Or la preuve est à l'effet que CRT est une entreprise entièrement contrôlée par Hydro-Québec, exerçant des *activités de transport* en partie au Québec (mais très limitées) et en partie dans le sud de l'Ontario.

De plus, un contrat de service permet aux clients du transporteur d'utiliser indistinctement le réseau de CRT avec le réseau de *TransÉnergie*. Le service de transport sur CRT fait donc partie des montants globaux de dépenses prévus à l'article 49 al. 1 (2^o) de la *Loi*.

251. - La FERC, en accordant le permis de négociant à *H.Q. Energy Services (U.S.) inc.*, a tenu compte de CRT comme étant intégrée à Hydro-Québec (Transport).

Dans sa décision, la FERC a défini les mots "*Hydro-Québec*" comme signifiant à la fois "*Hydro-Québec et Cedar Rapids*":

"H.Q. Energy explains that Cedar Rapids owns and operates transmission facilities in Quebec and in the Province of Ontario. For convenience of reference, we generally will refer to Cedar Rapids and Hydro-Quebec collectively as Hydro-Quebec when discussing the transmission tariffs and transmission market power issues."
²²⁴

252. - CRT exerce donc, à prime abord, certaines activités qui se qualifient pour être *réglementées*, du fait de la partie de son réseau située en territoire québécois.

Nous laissons à la Régie le soin de déterminer si elle a le pouvoir et s'il est opportun de faire exception à la *Loi* et de s'abstenir de réglementer cette activité du seul fait que la part québécoise du réseau de CRT serait minime. Si la Régie a le pouvoir de permettre une telle exception à la *Loi*, elle devrait en fixer les balises pour limiter la portée de ce précédent.

De point de vue de l'intérêt public et du développement durable, notre préoccupation ne vaut pas tant pour la part québécoise du réseau de CRT que pour le précédent qui pourrait résulter de sa non réglementation. La Régie ne devrait pas ouvrir la voie à la constitution, sur le territoire du Québec, de parts de réseau de transport contrôlées par des filiales d'Hydro-Québec, mais échappant au contrôle de la Régie.

²²³ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, 9 août 2001, p. 121.

²²⁴ **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Page 2, note infrapaginale 2. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

253. - Quant au traitement des coûts de CRT, la preuve n'a pas été faite qu'il existait un marché pour le service de transport de CRT, ce qui permettrait d'accepter le prix de marché que TransÉnergie paierait à cette filiale.

254. - **En réponse à la demande d'Hydro-Québec de "prendre acte" de sa "méthode de traitement des coûts des activités non réglementées", nous recommandons à la Régie de poser le principe que, lorsque la preuve n'est pas faite qu'un véritable marché existe, le principe du coût complet devrait prévaloir.**

255. - Nous recommandons d'appliquer cette recommandation à CRT.

D'autres parties au présent dossier se penchent sur la question des coûts de télécommunication et nous y référons la Régie.

256. - La preuve au dossier fait état d'un autre contrat de service passé avec Hydro Ontario au sens de l'article 49 al. 1 (2^o) de la *Loi*.

De plus, la poursuite des discussions en vue de la formation d'une RTO du Nord-est des États-Unis qui aurait des liens avec les transporteurs de l'Est canadien, pourrait amener à la conclusion de contrats de services de transport plus élaborés entre ces réseaux voisins, par exemple pour le partage de réserves ou d'autres services complémentaires, lesquels pourraient inclure des obligations de TransÉnergie à l'égard de ces réseaux.

Il pourrait en résulter un accroissement de services à portée extra-territoriale et qui seraient inclus aux coûts du service de transport réglementé de TransÉnergie au Québec.

L'inclusion des coûts de ces services, au cours des années à venir, pourrait graduellement avoir un impact sur le principe, énoncé à la section 2, selon lequel le réseau de TransÉnergie est actuellement conçu pour répondre à la pointe de la seule demande québécoise. Cette question pourra être revue par la Régie lors des prochaines causes tarifaires de TransÉnergie, à mesure que ces changements se matérialiseront.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC****4.3 LA DATE DES PRÉVISIONS, LE PROCESSUS D'APPROBATION DES ACTIFS ET LA FERMETURE DES LIVRES**

257. - Au dossier R-3405-98, la Régie a décidé que la fixation des tarifs de transport d'électricité par TransÉnergie se ferait pour une année civile projetée, commençant le 1^{er} janvier.²²⁵

258. - Le dossier tarifaire du transport d'électricité pour l'année 2001 a été déposé, dans la présente cause, le 15 août 2000 et est basé sur les données réelles du 31 décembre 1999 et les prévisions établies à partir de ces données réelles, au 15 août 2000.

259. - La preuve révèle d'importantes variations entre les prévisions et les données réelles de l'année projetée.

Ces variations sont systémiques et proviennent en partie de l'incertitude du processus régulateur d'autorisation des investissements en transport d'électricité et en partie du niveau de précision exigé de ces prévisions.

260. - Les prévisions doivent en effet avoir un degré de précision *mensuel*.

La base tarifaire considérée pour une année de tarification donnée est la moyenne des treize prévisions mensuelles.²²⁶

261. - Par ailleurs, la *Loi* prévoit que les immobilisations ne sont incluses à la base tarifaire de TransÉnergie que si elles sont *prudemment acquises et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport*.²²⁷

Hydro-Québec propose que leur inclusion à la base tarifaire ne débute que lorsque celles-ci entrent en opération et non durant leur période de construction. Les frais financiers durant la construction seraient capitalisés au taux du coût du capital.²²⁸

Nous sommes en accord avec ces principes comptables car ils réduisent le risque d'écart entre les prévisions et les données réelles, mais sans le supprimer.

²²⁵ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3405-98, Décision D-99-120, le 16 juillet 1999 (RR. Dupont, Frayne, Tanguay), pp. 14-24.

²²⁶ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3405-98, Décision D-99-120, le 16 juillet 1999 (RR. Dupont, Frayne, Tanguay), p. 17.

²²⁷ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 49 (al. 1)(1°).

²²⁸ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, le 9 août 2001, p. 97.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

262. - En effet, un actif ne peut être qualifié de *prudemment acquis et utile* que de l'une des six manières suivantes:

- Les actifs qui, le ou avant le 23 août 2001, sont *en exploitation et inscrits aux registres comptables* du transporteur, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité.²²⁹
- Les actifs dont la construction, le ou avant le 23 août 2001, est *autorisée ou exemptée d'autorisation* par la loi ou par le gouvernement conformément à la loi, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité.²³⁰
- Les infrastructures et équipements visés à la partie I²³¹ de l'annexe de la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998* sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité.²³²
- La poursuite de la construction des infrastructures et équipements visés à la partie II²³³ de l'annexe de la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998* est subordonnée à l'obtention des autorisations requises par le gouvernement, lesquelles tiennent lieu des autorisations de la Régie selon l'article 73 de sa *Loi constitutive*.²³⁴ La *Loi* ne précise pas qu'ils sont alors réputés *prudemment acquis et utiles*; nous suggérons qu'ils devraient logiquement être traités comme tels par la Régie selon l'article 49 (al. 1)(1^o).
- Les autres actifs, s'ils sont de 25 M\$ ou plus, doivent être autorisés par la Régie selon l'article 73 de sa *Loi constitutive*.²³⁵ La *Loi* ne précise pas qu'ils sont alors réputés *prudemment acquis et utiles*; nous suggérons qu'ils devraient logiquement être traités comme tels par la Régie selon l'article 49 (al. 1)(1^o).

²²⁹ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 164.1. **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, (2001) 133 G.O. II 6165.

²³⁰ *Id.*

²³¹ Ligne Duvernay-Anjou à 315 kV, Tronçon des Cantons-Saint Césaire à 735 kV, Ligne Outaouais-Masson à 230 kV, Ligne Aqueduc-Atwater à 315 kV, Ligne Jacques-Cartier-Mauricie à 315 kV (partie).

²³² *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, L.Q. 1999, c. 27, a. 6.

²³³ Tronçon Hertel-Saint Césaire à 735 kV et poste Montérégie, ligne Outaouais-Frontière de l'Ontario, ligne Grand-Brûlé-Vignan, ligne Centre-Ville de Montréal, ligne Jacques-Cartier-Mauricie (partie).

²³⁴ *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, L.Q. 1999, c. 27, a. 5.

²³⁵ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, (2001) 133 G.O. II 6165, art. 1 (al. 1).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

- Les autres actifs, s'ils sont de moins de 25 M\$, doivent être autorisés par la Régie:
 - soit selon l'article 73 de sa *Loi constitutive* (auquel cas il n'est pas précisé à la *Loi* qu'ils deviennent réputés *prudemment acquis et utiles*, mais nous suggérons qu'ils devraient logiquement être traités comme tels).²³⁶
 - soit être qualifiés de *prudemment acquis et utiles* par la Régie au dossier tarifaire selon l'article 49 (al. 1)(1^o), ce qui les dispense d'autorisation selon l'article 73.²³⁷

263. - On voit donc que le processus de reconnaissance des actifs de transport de 25M\$ ou plus qui ne sont ni en opération ni autorisés au 23 août 2001 dépend d'approbations extérieures à la cause tarifaire et dont le résultat sera généralement inconnu au moment où les prévisions sont déposées.

Même lorsqu'une autorisation est accordée, des variations imposées au projet ou des mesures de mitigation ou compensation pourraient en modifier le coût prévu et la date d'entrée en opération.

264. - Ce n'est que dans le cas d'actifs de transport de moins de 25 M\$ que la Régie pourrait, simultanément, dans la cause tarifaire, approuver le projet et le déclarer *prudemment acquis et utile*, et ce sauf dans les cas où le transporteur aurait opté de demander distinctement cette approbation selon l'article 73 malgré la valeur de moins de 25 M\$ du projet.²³⁸

265. - À de nombreuses reprises au cours de l'audience, le Dr. Michel Bastien, témoin principal d'Hydro-Québec dans ce dossier, a invité la Régie à résister à la tentation de réajuster les données prévisionnelles de 2001 au fur et à mesure que des données réelles devenaient disponibles en 2000 et 2001. De tels réajustement continus rendraient le processus régulateur impraticable et contrediraient le principe de la fixation des tarifs sur la base d'une année projetée.

En étendant ce raisonnement à la limite, la Régie devrait non seulement s'abstenir de tenir compte des données réelles qui lui deviennent disponibles, mais pourrait même être appelée à réajuster les prévisions en se basant uniquement sur l'état des connaissances qui existaient le jour où elles furent formulées.

²³⁶ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, (2001) 133 G.O. II 6165, art. 1 (al. 2).

²³⁷ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, (2001) 133 G.O. II 6165, art. 1 (al. 2).

²³⁸ **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, (2001) 133 G.O. II 6165, art. 1 (al. 2).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

266. - Une telle approche est certes cohérente, mais rend nécessaire l'instauration d'un mécanisme de réajustement *a posteriori* des tarifs, par fermeture des livres ou autrement, compte tenu des variations systémiques qui sont possibles entre les prévisions et la réalité.

267. - Hydro-Québec plaide que, si la Régie, dans sa décision à venir au présent dossier, déclare que les tarifs fixés par elle sont *finaux*, une révision *a posteriori* de ceux-ci par fermeture des livres sera impossible, vu l'arrêt de la Cour suprême dans *Bell Canada c. Canada (CRTC)*.²³⁹

268. - Nous recommandons donc que la Régie, dans sa décision finale au présent dossier, prévoie explicitement que les tarifs ne sont pas finaux, mais sujets à un processus ultérieur de fermeture des livres.

Ce processus pourrait donner lieu soit à un réajustement rétroactif au 1^{er} janvier 2001, soit, de façon plus pragmatique, à la constitution d'un compte reporté. Le mécanisme serait symétrique.

Ce mécanisme servirait les intérêts des divers intervenants. **Pour les présents intervenants, il éviterait de pénaliser le transporteur pour ses coûts environnementaux imprévus, notamment les coûts imprévus de mesures de mitigation ou de compensation énoncées lors de l'approbation des projets.**

269. - L'application d'un tel mécanisme pourrait aussi prévoir des mesures incitatives afin d'éviter de pénaliser le transporteur pour ses gains de productivité et certains revenus de commercialisation plus élevés que prévus.²⁴⁰

Hydro-Québec reconnaît l'opportunité d'un mécanisme de rendement incitatif, qu'il demande toutefois à la Régie de ne considérer que lors d'auditions ultérieures.²⁴¹

270. - Le professeur Roger A. Morin a fait état, sans la développer, d'une alternative intéressante à la fermeture des livres, qui permettrait à la Régie d'autoriser d'avance un écart raisonnable au taux de rendement afin de compenser les écarts entre les données prévues et réelles:

"Q. *If it is symmetric [N.D.L.R.: The closing of the books mechanism]?*

A. *Then, it is better. But I still would prefer to have a regime of non-closing of the books where the Régie says okay, this is the rate of return that we decide, let's pick a round number, ten percent (10%), and we are going to allow you to earn on fifty (50) basis points on either side, nine and a half (9.5) to ten and a half (10.5), as long as TransÉnergie or anybody else stays within that range, no rate case, nothing happens.*

²³⁹ *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, [1989] 1 R.C.S. 1722, p. 1758.

²⁴⁰ Voir à ce sujet: **Thomas-Olivier NASSER**, "The Hidden Value of Transmission Assets", *The Electricity Journal*, June 1999, pp. 69-78. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-23, Document 1.

²⁴¹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, 9 août 2001, p. 122.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

- If you overearn, rate decrease. If you underearn, rate increase. That would really reduce the amount of risk, regulatory risk, the amount of les audiences, and the cost of regulation, the rules of the game would be well known. That is my own take on it and this is the way it works in the U.S. a lot..*
- Q. *But that formula is not the one presented here?*
- A. *No, but I was answering your question about fermeture de livres.*
- Q. *No, but the formula that you just mentioned is – well, what we have here would be if we do not have an annual closing of the books, it would be a set percentage that would be the rate of return based on the knowledge that we have at a certain date?*
- A. *Why could not the Régie simply say we think a fair rate of return for TransÉnergie is ten percent (10%) and do like a lot of tribunals, give a fifty (50) points margin on either side. And nothing happens as long as you stay within that earned return. It would really reduce the cost of regulation and reduce regulatory risk as well. And I think the Régie maybe should be looking at innovative techniques like that.*
- Q. *But that formula which I understand, that is the zone of reasonableness...*
- A. *Yes, you are absolutely right.*
- Q. *... that is not presently within this case, neither Hydro-Québec nor any intervenor is presenting this?*
- A. *You have done your homework, you even know the name, "zone of reasonableness", that is what I call it in my book, so that is exactly right."²⁴²*

Nous n'excluons pas qu'une telle méthode alternative puisse un jour être décidée dans le cadre d'un *Processus d'entente négociée (PEN)*. Dans l'immédiat toutefois, la fermeture des livres (avec rétroactivité ou compte reporté) devrait être le mécanisme établi par la Régie.

4.4 LES DÉPENSES EN ENVIRONNEMENT ET EN RECHERCHE-DÉVELOPPEMENT

271. - L'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* énonce que:

Loi sur la Régie de l'énergie, art. 49

"Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité [...], la Régie doit notamment :

1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité [...] en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité [...] ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux ; [...]"²⁴³

272. - Notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière, souligne que le coût de chaque poste ou de chaque ligne incluse à la base tarifaire est susceptible d'inclure des coûts environnementaux, effectués

²⁴² N.s., vol. 12, le 24 avril 2001, pp. 238-240, R513 à 517 (Réponses du Dr. Roger A. Morin à Me Dominique Neuman)

²⁴³ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 49 (extrait). Tel que modifié par L.Q. 2000, c. 22, a.11. Souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

soit volontairement par l'entreprise dans le cadre de ses engagements de performance environnementale, soit afin de se conformer à des lois ou des conditions liées à l'octroi des autorisations et permis reçus.²⁴⁴

Ainsi, depuis plusieurs années, le *Programme de mise en valeur intégrée* d'Hydro-Québec prévoit la constitution d'un fonds de financement des initiatives locales d'intérêt public (dont des initiatives à caractère environnemental) pour tout projet sujet à une évaluation environnementale suivant la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec. Cette quote-part est de 1% de la valeur totale du projet lorsqu'il s'agit d'un actif de transport d'électricité.²⁴⁵

273. - Les "*actifs de transport*" incluent également des *études* environnementales d'ordre général et des *actifs de recherche*, qui sont inclus à la base tarifaire car "*ils servent à la planification, aux opérations et à la maintenance des activités de transport d'électricité*".²⁴⁶

Ces études environnementales immobilisées sont de deux ordres:

- Les études environnementales immobilisées et liées aux projets spécifiques ayant mené à la construction des lignes et des postes

Madame Lalumière témoigne que la plupart des projets immobiliers d'importance de TransÉnergie incluent un coût immobilisé d'études d'impact sur l'environnement, de mesures d'atténuation des impacts, de mesures de surveillance environnementale au moment de la construction ainsi que des coûts d'études reliées au suivi environnemental des projets. Certaines de ces études ont été requises afin d'obtenir les permis et autorisations requises ou comme condition à l'octroi de ceux-ci.

Ces coûts n'apparaissent pas de façon distincte dans les données fournies par Hydro-Québec dans son présent dossier tarifaire; ils sont incorporés au coût de chacun de ses équipements.

Selon Madame Lalumière, il aurait pourtant été possible pour Hydro-Québec de fournir cette information séparément.²⁴⁷ Ces coûts sont disponibles à Hydro-Québec, étant indiqués dans les budgets internes détaillés de réalisation des lignes et postes qui composent les

²⁴⁴ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.1, page 24.

²⁴⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, *Conditions relatives à l'application du programme de mise en valeur intégrée*, Directive DIR-01, 26 mai 1998.. Produit au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 14, Document 1.

²⁴⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, Témoignage de M. Daniel Vaillant de la *Direction planification et développement des actifs* de TransÉnergie, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 1, pp 18-19.

²⁴⁷ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.1, page 24.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

actifs de l'entreprise. De plus, Hydro-Québec en effectuait la compilation jusqu'à récemment dans ses *Rapports de performance environnementale*.²⁴⁸

Hydro-Québec aurait tout intérêt à présenter de telles données dans son dossier au régulateur, afin de donner forme à ses engagements d'intégrer l'environnement et le développement durable à sa gestion, tel qu'énoncé à la section 2 du présent argumentaire, et conformément aux politiques qu'elle a choisi d'énoncer dans le cadre du processus ISO 14001.

▪ Les études environnementales immobilisées, qui ne sont liées à aucun projet spécifique

Dans le témoignage de M. Daniel Vaillant,²⁴⁹ celui-ci identifie spécifiquement les études environnementales comme faisant partie des actifs de soutien. On en précise la valeur et le détail aux pièces HQT-7, documents 3 et 3.1.

Les coûts d'origine de ces études étaient de 24 999 065 \$ et, après un amortissement cumulé de 12 676 181 \$, leur valeur nette est de 12 322 884 \$.²⁵⁰

L'objet de ces études environnementales non liées à des projets spécifiques et certains détails de coûts sont fournis dans l'inventaire complet des actifs de transport fourni par TransÉnergie à la demande de la Régie.²⁵¹ On y trouve particulièrement les études suivantes :

- ◆ OPTRAC (Système d'aide pour évaluation technique et environnementale - lignes) ;
- ◆ Végétation (Études de la végétation et des ressources forestières) ;
- ◆ Faune et biodiversité ;
- ◆ Champs électro-magnétiques ;
- ◆ Télésurveillance (Instruments de télésurveillance) ;
- ◆ Surveillance verglas ;
- ◆ Déglçage (Déglçage des câbles de garde).²⁵²

274. - Comme le souligne Madame Lalumière dans son rapport, il serait souhaitable qu'Hydro-Québec consolide les renseignements relatifs à l'ensemble de ces dépenses environnementales

²⁴⁸ Voir par exemple: **HYDRO-QUÉBEC**, *Rapport de performance environnementale 1995*, p.7. Extrait reproduit au dossier R-3401-98, Pièce STOP-SÉ-13, Document 1.

²⁴⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 1, pp. 18-19.

²⁵⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-7, Document 3 p. 2 et Document 3.1, p. 35.

²⁵¹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-7, Document 4, annexe 1, notamment aux pp. 16, 21, 23.

²⁵² **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.1, page 25.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

immobilisées, afin que ses efforts réels pour intégrer la dimension environnementale dans toutes les activités de transport d'électricité puissent être adéquatement analysés.²⁵³

La faiblesse des montants ici considérés, par rapport au reste de la base tarifaire, n'enlève rien à l'importance qualitative de ces dépenses. Dans d'autres dossiers, la Régie a fréquemment examiné des programmes commerciaux (ou demandé des suivis sur ces programmes). La Régie doit accorder la même attention aux aspects environnementaux des dépenses immobilisées qu'elle ne le fait pour d'autres aspects.

275. - Le même raisonnement vaut pour les dépenses d'opération à caractère environnemental, qui mériteraient d'être consolidées au dossier tarifaire plutôt qu'éparpillées dans divers documents.

276. - Madame Lalumière souligne, d'une part, que le *Rapport annuel 1999* d'Hydro-Québec fait état de déboursés annuels moyens de 90 M\$ pour la protection et la mise en valeur de l'environnement, soit près de 2% des charges totales d'exploitation.

D'autre part, le *Rapport de performance environnementale 1999* précise le nombre de personnes spécialisées en environnement ainsi que leur répartition dans les différentes unités de l'entreprise. On y indique que 21 spécialistes en environnement travaillent pour la division TransÉnergie. Enfin, parmi les services partagés reçus d'autres unités de l'entreprise, la direction principale Approvisionnement et Services identifie la gestion des matières dangereuses parmi les services fournis à TransÉnergie; la facturation à ce sujet s'élève à près de 1M\$.

Il est aussi possible d'établir le coût environnemental des activités de maintien et d'entretien des actifs du réseau de transport d'Hydro-Québec. Le *Rapport de performance environnementale 1999* fait particulièrement mention des efforts reliés à la gestion des huiles minérales isolantes, au contrôle de la végétation dans les emprises, à la décontamination des sols et à la réduction du bruit. Toutefois aucun montant n'est précisé au *Rapport de performance environnementale* pour ces différentes activités sauf en ce qui concerne les travaux de plus de 100 000\$ de décontamination des sols; un seul projet de TransÉnergie y est alors mentionné, soit la décontamination des sols au poste de Carignan (valeur cumulative des travaux de 100,000\$ jusqu'en 1999).²⁵⁴

²⁵³ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.1, page 25.

²⁵⁴ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.2, page 26.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

277. - Cette absence de renseignements au dossier tarifaire a obligé les présents intervenants à reconstituer minutieusement le budget des dépenses environnementales de TransÉnergie par des demandes de renseignement sur chacun des postes, non quantifiés, identifiés au *Rapport de performance environnementale 1999* pour le transport d'électricité:

TABLEAU 2
 Dépenses environnementales de TransÉnergie.

DÉPENSE ENVIRONNEMENTALE	1999	2000	2001
SF ₆ , BPC, Huiles contaminées ²⁵⁵	Réalisé à même les budgets d'exploitation	Réalisé à même les budgets d'exploitation	Réalisé à même les budgets d'exploitation
Bruit ²⁵⁶	Entre 500 k\$ et 1 M\$	Entre 500 k\$ et 1 M\$	Entre 500 k\$ Et 1 M\$
Impacts des emprises sur la faune et la flore ²⁵⁷	Aucun budget spécifique	Aucun budget spécifique	Aucun budget spécifique
Maîtrise de la végétation ²⁵⁸	10 M\$	10 M\$	10 M\$
Sols contaminés ²⁵⁹	Budgets puisés à même ceux des activités de maintenance. Un projet (Carignan) a en 1999 un coût cumulatif de 100 k\$ ²⁶⁰	Budgets puisés à même ceux des activités de maintenance	Budgets puisés à même ceux des activités de maintenance
Gestion prudente des champs électriques et électromagnétiques ²⁶¹	550 k\$	550 k\$	577 k\$

278. - Madame Lalumière souligne qu'il aurait été relativement facile pour Hydro-Québec d'effectuer cet exercice dès la présentation du dossier tarifaire.²⁶²

²⁵⁵ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17, Réponse à la question STOP-SÉ-3-03.

²⁵⁶ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17, Réponse à la question STOP-SÉ-3-04.

²⁵⁷ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17, Réponse à la question STOP-SÉ-3-05.

²⁵⁸ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17, Réponse à la question STOP-SÉ-3-06.

²⁵⁹ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17, Réponse à la question STOP-SÉ-3-07.

²⁶⁰ HYDRO-QUÉBEC, *Rapport de performance environnementale 1999*. Reproduit au dossier R-3401-98, Pièce HQT-3, Document 4, p. 25.

²⁶¹ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 17, Réponse à la question STOP-SÉ-3-08.

²⁶² Joanne LALUMIÈRE, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.2, page 27.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

279. - Les renseignements relatifs aux dépenses de recherche et à leur objet, dont plusieurs sont à caractère environnemental, sont également éparpillées. Ces recherches portent notamment sur les suivis environnementaux, le bruit, les champs électriques et électromagnétiques, la gestion de la végétation et l'épandage, ainsi que la gestion des sols contaminés.²⁶³

280. - Nous avons en outre remarqué que l'Électrium ne faisait pas partie de la base tarifaire de TransÉnergie, bien qu'Hydro-Québec l'ait construit afin de se conformer aux conditions du certificat d'autorisation environnemental de tronçons de la ligne RNDC, relatives à l'information sur les champs électromagnétiques.²⁶⁴ Monsieur Bastien d'Hydro-Québec a expliqué que le mandat de l'Électrium était devenu plus étendu et est donc un actif corporatif d'Hydro-Québec. Nous sommes satisfaits de l'explication reçue.

281. - Selon notre témoin-expert, "*l'éparpillement et le caractère laconique des renseignements déposés au dossier tarifaire sur les dépenses en environnement et en recherche-développement, qu'il s'agisse de dépenses immobilisées ou de dépenses d'opérations, ne correspondent pas à ce que l'on pourrait s'attendre d'une entreprise qui, comme Hydro-Québec, souscrit à des engagements élevés en matière d'intégration de l'environnement*" à ses processus de gestion à tous les niveaux.²⁶⁵

282. - Nous recommandons donc que la Régie de l'énergie 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.

²⁶³ Joanne LALUMIÈRE, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.2, page 28.

²⁶⁴ **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES, GROUPE STOP**, *Les actifs de TransÉnergie en recherche et en éducation du public – documentation relative à l'électrium* (en liasse), Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-30, Document 4.

²⁶⁵ Joanne LALUMIÈRE, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 3.3.3, page 29.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

283. - Il est utile de noter que le contenu du *Rapport de performance environnementale* annuel d'Hydro-Québec a été restructuré en 2000 par rapport à ceux des années antérieures, afin de refléter les engagements nouveaux de gestion de la Société d'État selon la norme ISO 14001.²⁶⁶

Le dossier tarifaire de TransÉnergie présenté à la Régie de l'énergie devrait lui aussi être aménagé de manière à refléter l'engagement pris par Hydro-Québec d'intégrer l'environnement à tous les niveaux dans sa gestion et suivant les processus de la norme ISO 14001.

²⁶⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, *Rapport de performance environnementale 2000*, Montréal, 2001. Produit sous: Dossier R-34019-98, Pièce SÉ-STOP-31. Voir notamment l'encart.

THÈME 5

LA STRUCTURE TARIFAIRE

5.1 LA LÉGISLATION APPLICABLE

284. - Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit notamment:

- Tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité.
- Tenir compte des prévisions de vente.
- Maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.
- S'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables.

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.

Un tarif de transport d'électricité ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité et le développement normal d'un réseau de transport, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

(Art. 32 (2°), 49 (6°), (7°), (8°), (9°) (11°) *in fine*, 51).

285. - Le transporteur ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement. Toute stipulation d'une convention dérogeant à celle d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement est nulle. (Art. 53, 54).

5.2 LA TARIFICATION TIMBRE-POSTE

286. - Le législateur a exprimé sa volonté que les tarifs de transport d'électricité au Québec soient territorialement uniformes, sous réserve d'un décret gouvernemental à l'effet contraire.²⁶⁷

287. - Cette expression de volonté législative survient peu après l'annulation judiciaire de la *Directive no. 1*²⁶⁸ du gouvernement, au même effet.

Le législateur avait donc manifestement pour intention de codifier législativement cette directive.

288. - Le législateur ne pouvait également pas ignorer le *Plan stratégique* d'Hydro-Québec, approuvé par le gouvernement, où était exprimé l'intention de la Société d'État de proposer à la Régie de l'énergie une "*tarification uniforme de type timbre-poste, sur tout le réseau de TransÉnergie*":

2. Offrir des services intégrés de transport électrique reliant les zones de production aux marchés de consommation

TransÉnergie entend être active sur les marchés hors Québec; elle veut aussi proposer un tarif uniforme de transport pour l'ensemble des marchés qu'elle dessert. Cette approche repose sur les principes tarifaires suivants :

- *la tarification au coût moyen, pour tous les ajouts de capacité (approche dite de rolled-in) ;*
- *la tarification uniforme de type timbre-poste, sur tout le réseau de TransÉnergie ;*
- *l'inclusion, dans le service de base de TransÉnergie, de composantes de transport hors Québec pour les zones de marché et de production qui s'intègrent au réseau étendu de TransÉnergie (approche dite de transmission par des tiers).*

L'approche tarifaire proposée pour le transport de l'électricité correspond en grande partie à l'approche retenue pour le transport du gaz naturel et du pétrole. En soi, elle vise le traitement équitable du transport des différentes formes d'énergie.

Parallèlement aux actions qu'entreprendra sa division TransÉnergie, Hydro-Québec entend :

3. Réserver par contrat les axes stratégiques de transport pour optimiser la production et la commercialisation d'énergie

Cette mesure s'inscrit dans les efforts déployés par l'entreprise pour faire du Québec une plaque tournante de l'énergie en Amérique du Nord. Les capacités contractées s'étendront le plus souvent jusqu'aux points de transactions finales de l'énergie dans les marchés québécois et hors Québec.²⁶⁹

²⁶⁷ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 49 al. 1 (11°).

²⁶⁸ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Directive no. 1*, citée à la décision D-2000-102 de la Régie de l'énergie, pp. 7-8.

²⁶⁹ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, p. 38. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Principes pour le tarif de transport

- Tarif uniforme
- Tarif au coût moyen
- Transport hors Québec inclus²⁷⁰

289. - La tarification timbre-poste du transport d'électricité par Hydro-Québec a déjà été acceptée comme réciproque par la FERC, malgré l'opposition des Cris du Québec, lors de l'octroi du permis de négociant à H.Q. *Energy services (U.S.) inc.*:

"The Crees also object to the use of a postage stamp rate in the proposed transmission tariffs. They argue that a postage stamp rate is discriminatory when the transmission grid extends over a large area. The Crees suggest that lower rates for shorter distances, or rates reflecting a zonal approach, would be more appropriate. The Crees also argue that use of the firm rate as the ceiling for the nonfirm rate is unreasonable. We disagree. The rates at issue here reflect rate designs previously approved by the Commission for jurisdictional transmission services, including in the Open Access Rule pro forma tariffs.²⁷¹ Moreover, Hydro-Quebec and Cedar Rapids will obtain transmission service for their own wholesale power sales under the proposed tariffs.

We conclude, therefore, notwithstanding the Crees arguments, that Hydro-Quebec has mitigated its transmission market power adequately to support authorization of market-based rates for H.Q. Energy's United States wholesale sales."²⁷²

290. - La preuve révèle aussi que la tarification timbre-poste est couramment reconnue et employée aux Etats-Unis.

291. - C'est d'ailleurs la méthode traditionnelle de tarification américaine:

"The Commission's traditional transmission pricing policy has permitted a public utility providing firm transmission service to charge rates designed to yield annual revenues equal to the rolled-in embedded cost of the utility's integrated transmission grid on a postage stamp basis ,(i.e., not distance sensitive), including the rolled-in costs of any new facilities or upgrades that become part of the integrated system."²⁷³

²⁷⁰ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 1998-2002*, Montréal, 1997, p. 38. Approuvé par: **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, Décret 51-98 concernant l'approbation du Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, 14 janvier 1998, (1998) 130 G.O. II 1222. **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, Décret 887-98 concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, le 22 juin 1998, (1998) 130 G.O. II 4013.

²⁷¹ Cité dans le texte: See Open Access Rule, FERC Stats. & Regs. 31,036 at 31,650, 31,668.

²⁷² **FERC**, Docket No. ER97-851-000, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Directing Further Information and Analysis and Deferring Action on Market-Based Rates*, May 9, 1997 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa) Published as 79 FERC 61,152 (1997). Pages 7-8. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

²⁷³ **FERC**, Docket No. RM93-19-000, *In re: Inquiry Concerning the Commission's Pricing Policy for Transmission Services Provided by Public Utilities Under the Federal Power Act; Policy Statement*, October 26, 1994. Published at 18 CFR 2, 59 FR 55031. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-32, Document 4, introduction, page 2.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

292. - Même aujourd'hui, par l'*Ordonnance 2000*, la FERC cherche à revenir à cette méthode traditionnelle, afin d'éviter l'empilement tarifaire (*rate pancaking*) survenant lorsque des tarifs à la distance ou nodaux sont exigés.²⁷⁴

293. - En tout état de cause, même si la tarification timbre-poste n'était pas ainsi requise par le législateur, approuvée par le gouvernement et acceptée par la FERC, il y aurait lieu d'y être favorable au présent dossier, pour des motifs d'intérêt public et de développement durable.

294. - Selon le professeur Eric Hirst, de l'*Oak Ridge National Laboratory (ORNL)*, dans un rapport à l'*Edison Electric Institute (EEI)*:

*"If a project has broad regional benefits, postage-stamp rates are more equitable. If the project primarily serves local needs, then a license-plate rate is more equitable."*²⁷⁵

295. - Notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière, affirme dans son rapport:

"Une carte du réseau de transport d'électricité du Québec et de ses voisins est incluse en page de garde du Rapport d'activité 1999 de TransÉnergie.²⁷⁶ La carte du réseau électrique nord-américain, déposée comme pièce SÉ-STOP 17, Document 1, illustre par ailleurs la source d'énergie des divers sites de production.²⁷⁷

Il ressort de la lecture combinée de ces deux cartes que la distance de transport au Québec entre les zone urbanisée du sud du Québec et les principaux sites de production hydroélectriques l'alimentant (Baie James, Bersimis, Manic-Outardes, Ste Marguerite et l'interconnexion avec le Labrador menant au site de production hydroélectrique de Churchill Falls) est considérablement supérieure à la distance québécoise de transit entre le sud du Québec et les interconnexions menant aux sites de production thermique de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ontario. Il en serait de même du futur site de production éventuel à Gull Island, Labrador (Churchill Falls 2).

Une tarification selon la distance désavantagerait donc la production en provenance de ces sites hydroélectriques majeurs, par rapport à des importations d'électricité de source thermique.

Les sites hydroélectriques de la Baie James, de Bersimis, Manic-Outardes, Ste Marguerite et Churchill Falls jouent un rôle majeur non seulement dans l'approvisionnement énergétique du Québec mais aussi dans sa réserve en puissance, étant des sites avec réservoirs. Ils permettent en quelque sorte le stockage de l'électricité et assurent ainsi une flexibilité des opérations liées aux importations et aux exportations d'électricité.

²⁷⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, le 9 août 2001, page 134.

²⁷⁵ **Eric HIRST**, *Expanding U.S. Transmission Capacity, Report* Prepared for the Edison Electric Institute, July 2000. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-19, Document 1. Page 20.

²⁷⁶ Cité dans le texte: **HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE)**, *Rapport d'activités 1999*, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2, page de garde.

²⁷⁷ Cité dans le texte: **HYDRO-QUÉBEC**, *La production d'électricité et les émissions atmosphériques au Canada et aux États-Unis*, Décembre 2000. Carte. Reproduite au dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 17, Document 1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

De plus, cette production hydroélectrique joue un rôle majeur au point de vue environnemental par sa contribution à la réduction des gaz à effet de serre.

Par leur nature, les sites hydroélectriques majeurs avec réservoirs ne peuvent qu'être éloignés des zones urbanisées, alors que les sites de production thermique (mazout, nucléaire, gaz naturel, charbon) sont à plus grande proximité des villes.

Par leurs multiples fonctions, les grands sites hydroélectriques avec réservoir jouent donc un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement du Québec, contribuent à la sécurité d'approvisionnement du nord-est américain et ont un rôle déterminant au chapitre de leur contribution dans la lutte aux gaz à effets de serre."²⁷⁸

296. - Nous sommes d'avis que l'intérêt public et le développement durable énergétique du Québec et de la région du nord-est justifient la tarification timbre-poste et recommandons donc à la Régie de la maintenir.

5.3 LA DÉFINITION DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET LE REJET DE LA TARIFICATION PAR FONCTION

297. - Le 11 août 1998, la Régie recommandait au gouvernement de lui accorder le pouvoir de définir la notion de réseau de transport d'électricité:

"Nonobstant l'acceptation ou le rejet de la proposition d'Hydro-Québec par le gouvernement, la Régie recommande que le décret lui permette d'adopter, le cas échéant, une certaine définition réglementaire du réseau d'Hydro-Québec dont notamment celle à l'égard du réseau de transport d'électricité et ce, afin d'être en mesure d'établir une base de tarification dont certains actifs pourraient être éventuellement imputés aux diverses fonctions du réseau d'Hydro-Québec."²⁷⁹

²⁷⁸ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 4.1, pp. 31-32.

²⁷⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3398-98, *Avis de la Régie de l'énergie au gouvernement du Québec concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité*, Avis A -98-01, le 11 août 1998 (RR. Lambert, Frayne, Dupont), section 4.4, p.56, et recommandations, section 5.3, p. 70.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

298. - Le 16 juin 2000, le législateur décide plutôt d'établir lui-même la définition du réseau de transport comme suit:

Loi sur la Régie de l'énergie, art. 2 (telle que modifié en 2000)

"«réseau de transport d'électricité»: l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution"

étant entendu que seul le réseau de transport d'*Hydro-Québec* est sous la juridiction de la Régie. ²⁸⁰

299. - La Régie est liée par le choix du législateur.

300. - Elle ne peut pas adopter une définition plus restreinte du réseau de transport, qui excluerait les lignes de transport éloignées (GRTAs), les interconnexions, les postes élévateurs de tension, les postes abaisseurs de tension ou certains équipements de pointe.

301. - Elle doit également éviter de faire indirectement ce que le législateur n'a pas voulu qu'elle fasse directement.

Nous sommes en accord avec Hydro-Québec que la tarification par fonction proposée par certains intervenants constituerait un moyen d'é luder la loi, laquelle prévoit à la fois l'uniformité territoriale des tarifs et la définition étendue du réseau de transport:

"[U]ne tarification par fonction ne respecterait pas l'esprit et la lettre de la Loi sur la Régie. En effet, tel que plus amplement élaboré à la partie II, la fonctionnalisation des coûts constitue une façon détournée de faire ce que la Loi interdit de faire directement, c'est-à-dire d'exclure certains actifs de la base de tarification du transporteur et ce, au détriment de la charge locale."²⁸¹

302. - Pour les mêmes motifs, la Régie ne peut pas plus adopter la proposition d'Hydro-Québec d'inclure au texte réglementaire une définition plus large du réseau de transport, qui se lirait comme suit:

²⁸⁰ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 2, 31(1^o), 48.

²⁸¹ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, le 9 août 2001, p. 134.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"1.39 Réseau de transport: *L'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité et les ressources nécessaires au maintien de la fiabilité du service de transport, y compris les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution.*

1.39.1 Ressources du transporteur: *Les installations du réseau de transport tel que défini à l'article 1.39.ⁿ²⁸²*

En plus d'aller au-delà de ce que prévoit la *Loi*, la définition du réseau de transport proposée ci-haut par Hydro-Québec est tellement étendue qu'elle pourrait inclure les installations **de production** nécessaires au maintien de la fiabilité du service de transport dans le cadre de *services complémentaires (ancillaires)*, à savoir: les équipements de production servant à la fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension (Annexe 2 du texte réglementaire), les appareils de régulation automatique de la production aux fins de régulation et de contrôle de la fréquence (Annexe 3), les groupes turbines-alternateurs constituant la réserve synchrone et de stabilité (Annexe 5) et la réserve supplémentaire (annexe 6), ainsi que les équipements du **distributeur** ou de **consommateurs** permettant l'interruption de charges constitutives de la réserve supplémentaire (annexe 6). La définition proposée par Hydro-Québec pourrait aussi être interprétée de manière à inclure des équipements et des réserves situées hors de la zone de contrôle du transporteur, mais utiles à sa fiabilité dans le cadre d'ententes avec des réseaux voisins membres du NPCC (voir article 13.5 et Appendice C).

Plus généralement, la définition du réseau de transport proposée par Hydro-Québec supprime à tort la notion de *"possession, contrôle ou exploitation par le transporteur"* qui se trouvait au texte du *Règlement 659*. Il y a confusion entre le *"réseau de transport"* (qui doit être possédé, contrôlé ou exploité par le transporteur), et les *"ressources du transporteur"* (notion plus large, qui inclut également les installations que le transporteur ne possède pas, ni ne contrôle ou exploite, mais auxquelles il peut faire appel dans le cadre de services complémentaires).

Pour ces motifs, nous suggérons à la Régie de ne pas accepter les définitions proposées par hydro-Québec et de retenir, plus modestement, les suivantes:

1.39 Réseau de transport: *Le réseau de transport au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie, et qui est possédé, contrôlé ou exploité par le transporteur.*

1.39.1 Ressources du transporteur: *Le réseau de transport ainsi que les autres ressources dont dispose le transport pour fournir des services complémentaires.*

303. - Déclarer recevable la proposition d'Hydro-Québec de modifier la définition réglementaire du réseau de transport reviendrait à déclarer recevables toutes les autres propositions de modification de cette définition.

²⁸² Tel que proposé par: **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2. Souligné par nous.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

* * *

304. - Même si la Loi ne l'exigeait pas, il serait dans l'intérêt public et dans celui du développement durable d'inclure les lignes de transport éloignées dans la définition du réseau de transport qui fait l'objet d'un tarif timbre-poste.

305. - Nous sommes en accord avec Monsieur Yves Guérard, témoin pour le GRAME et l'UDD, qui affirme, tel que vu plus haut:

"[...] dans la cause actuelle, on pense à des milliers de pylônes, des milliers de kilomètres de lignes, des structures et des effets bien visibles localement mais qui, par contre, permettent d'éviter la dispersion et la dilution de millions de tonnes de polluants dans l'atmosphère local, dans l'atmosphère continental et dans l'atmosphère global. [...]"

Par exemple, c'est vrai, comme l'ont rappelé certains intervenants, que les treize mille sept cents kilomètres (13 700 km) de lignes à très haute tension de TransÉnergie sont une caractéristique qu'on ne retrouve chez aucun autre transporteur voisin. Mais ces lignes sont nécessaires pour connecter les sources d'énergie renouvelable éloignées aux centres de consommation du nord-est de l'Amérique du Nord, et plus particulièrement du Québec.

Ces lignes ne sont pas une honte ni une catastrophe environnementale, ni un investissement absurde. Elles sont plutôt des liens nécessaires entre les lieux d'une production durable et les lieux de consommation. Les lignes de TransÉnergie sont une présence bien localisée et bien visible, permettant d'éviter la production de dizaines de millions de tonnes de polluants invisibles. [...]"

S'il n'y avait pas d'enjeux de développement durable dans la présente cause, on aurait à choisir entre de simples préférences administratives ou économiques au niveau de la conception des tarifs. Mais si le développement durable doit être, et je pense qu'il doit être, un critère de sélection du mode de tarification, alors l'imputation des GRTA's à la production de même qu'une tarification selon la distance ou les fonctions sont inacceptables puisqu'elles favorisent des énergies non renouvelables et polluantes au dépens des énergies renouvelables et peu ou pas polluantes.

Tant que les coûts environnementaux au niveau de la production d'électricité ne sont pas internalisés, l'application unilatérale du principe utilisateur payeur de façon extrêmement mécanique au niveau du transport, qui est l'objet de la présente cause, via les GRTA's ou une tarification selon les fonctions ou la distance, ce n'est pas de l'équité ou de la bonne gestion, c'est un choix discriminatoire qui vise spécifiquement la filière hydroélectrique, selon nous.

Le développement durable ne devrait pas être une préoccupation marginale de la présente audience. Il doit être le cadre des grandes orientations de tarification du transport qui seront prises par la Régie. Une tarification qui imputerait les grandes lignes à très haute tension à la production plutôt qu'au transport ou ce qui revient presque au même, une tarification selon la distance ou selon les fonctions nuirait considérablement au développement et au commerce de l'hydroélectricité et faciliterait la vie aux centrales alimentées par des combustibles fossiles qui peuvent, elles, se localiser tout près des centres de consommation et nécessiter ainsi très peu de transport. [...]"

Le réseau de transport de TransÉnergie vaut plus cher qu'un réseau desservant des sources non renouvelables. [...]"²⁸³

²⁸³

RÉGIE DE L'ÉNERGIE Dossier R-3401-98, n.s, vol. 9, le 17 avril 2001, pp. 232-247.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

306. - Même si certains transporteurs nord-américains n'incluent pas les lignes éloignées à la définition de leur réseau de transport, il n'a aucunement été démontré que cette approche était unanime ni qu'*H.Q. Energy services (U.S.) inc.* était assurée de perdre son statut de négociant du seul fait de l'inclusion de celles-ci dans la définition du réseau de TransÉnergie.

307. - Nous avons déjà fait état, à la section 1 de la présente argumentation, de la souplesse dont faisait preuve la FERC, particulièrement auprès d'entreprises canadiennes, quant à ses exigences de réciprocité.

Nous avons invité la Régie à ne pas restreindre indûment ses choix, par crainte d'une réaction réelle ou supposée de la FERC.

308. - La politique tarifaire de transport d'électricité de la FERC de 1994 insiste sur la grande variété des approches tarifaires permises même de la part d'entités américaines sous sa juridiction.

S'appuyant sur l'arrêt *Duquesne* de la Cour suprême américaine, elle souligne qu'elle n'a pas le pouvoir d'imposer une méthode unique de tarification à tous:

"The Commission will consider a broad range of rate design methods, within a utility's embedded original cost revenue requirement, as discussed in Section IV. We will also consider proposals that deviate from a utility's embedded original cost revenue requirement (subject to certain filing procedures and evaluation criteria), as discussed in Section V. The U.S. Supreme Court has recognized the Commission's broad latitude to fix rates. There is no single valid theory of ratemaking. Under the statutory standard of "just and reasonable" it is the result reached, not the method employed, which is controlling. Duquesne Light Co. v. Barasch, 488 U.S. 299, 316 (1989) (Duquesne); Federal Power Commission v. Hope Natural Gas Co., 320 U.S. 591, 602 (1944) (Hope). As the Court observed in Duquesne:

The designation of a single theory of ratemaking as a constitutional requirement would unnecessarily foreclose alternatives which could benefit both consumers and investors.

488 U.S. at p. 316. Consistent with our broad ratemaking authority, in this Policy Statement we announce that we will consider various ratemaking methods to encourage proposals that will produce consumer benefits."²⁸⁴

309. - La politique de 1994 de la FERC visait à *accroître* l'éventail des méthodes tarifaires acceptables par rapport aux politiques antérieures de la FERC, non à le *réduire*:

"The Federal Energy Regulatory Commission (Commission) announces a new policy regarding the pricing of transmission services provided by public utilities and transmitting utilities under the Federal Power Act (FPA).

²⁸⁴ **FERC**, Docket No. RM93-19-000, *In re: Inquiry Concerning the Commission's Pricing Policy for Transmission Services Provided by Public Utilities Under the Federal Power Act; Policy Statement*, October 26, 1994. Published at 18 CFR 2, 59 FR 55031. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-32, Document 4, introduction, page 2.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

The new policy is designed to allow much greater transmission pricing flexibility than was allowed under previous Commission policies.

Greater pricing flexibility is appropriate in light of the significant competitive changes occurring in wholesale generation markets, and in light of our expanded wheeling authority under the Energy Policy Act of 1992 (EPAAct). These recent events underscore the importance of ensuring that our transmission pricing policies promote economic efficiency, fairly compensate utilities for providing transmission services, reflect a reasonable allocation of transmission costs among transmission users, and maintain the reliability of the transmission grid. [...]

Based on the record developed in this proceeding, the Commission concludes that there appears to be a variety of workable, non-traditional transmission pricing methods that offer potential improvements in fairness, practicality and economic efficiency. [...]

Accordingly, the Commission will permit more flexibility to utilities to file innovative pricing proposals that meet the traditional revenue requirement and will allow such proposals to become effective 60 days after filing, as long as they satisfy certain pricing principles discussed below. We refer to this category of proposals as conforming proposals. We will also permit utilities to file pricing proposals that deviate from the traditional revenue requirement, as long as they meet certain requirements discussed below. We refer to these filings as non-conforming proposals. Non-conforming proposals will be permitted to go into effect only prospectively from the date the Commission determines that such a pricing proposal meets the statutory requirements of the FPA, i.e., is just and reasonable and not unduly discriminatory or preferential."²⁸⁵

310. - La FERC reconnaît que des compromis peuvent être acceptables quany aux méthodes qu'elle propose afin de répondre à la variété d'objectifs parfois contradictoires du transporteur:

"Before discussing the pricing principles and specific new methodologies that may be acceptable, there are several points we would like to make. First, the Commission believes that improving price signals is an important goal, but recognizes that trade-offs between improved price signals and simplicity are inevitable. On one hand, transmission service is typically a small component of the total cost of electric service and, therefore, arguably does not merit overly complex pricing methods. On the other hand, in many cases transmission capacity is a scarce and valuable resource, and its pricing can send signals that promote the efficient siting of generation facilities and efficient decisions as to the dispatch of generation. [...] We therefore must balance the sometimes competing goals of better price signals and simplicity when evaluating any new pricing methodologies."²⁸⁶

311. - L' Ordonnance 2000 de la FERC permet également des méthodes tarifaires inovatrices.²⁸⁷

²⁸⁵ **FERC**, Docket No. RM93-19-000, *In re: Inquiry Concerning the Commission's Pricing Policy for Transmission Services Provided by Public Utilities Under the Federal Power Act; Policy Statement*, October 26, 1994. Published at 18 CFR 2, 59 FR 55031. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-32, Document 4, pages 1-2.

²⁸⁶ **FERC**, Docket No. RM93-19-000, *In re: Inquiry Concerning the Commission's Pricing Policy for Transmission Services Provided by Public Utilities Under the Federal Power Act; Policy Statement*, October 26, 1994. Published at 18 CFR 2, 59 FR 55031. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-32, Document 4, page 4.

²⁸⁷ **FERC**, Docket No. RM99-2-000; *Order No. 2000. Regional Transmission Organizations. Final Rule*, December 20, 1999 (CC. Hoecker, Massey, Breathitt, Hébert). Pages 704-706, "§ 35.34 (e) Innovative transmission rate treatments for Regional Transmission Organizations.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

312. - Enfin, dans son *Ordonnance 888*, la FERC a reconnu qu'un transporteur pouvait moduler sa structure tarifaire en fonction de pratiques régionales, et notamment des caractéristiques particulières de l'hydroélectricité produite dans sa région. Ainsi, par exemple:

*"As we explained above with respect to the Pacific Northwest, we will permit entities to incorporate prevailing regional practices (e.g., treatment of hydropower generation in the priority of dispatch) into regional open access transmission tariffs. This should permit entities in a region to resolve concerns over the scheduling of non-firm hydropower. In addition, if a utility and its customers can agree on the scheduling of non-firm hydropower and the disruption of firm transactions, we would permit that resolution to be incorporated into the utility's tariff. Utilities are permitted to consider seasonal variations in hydropower availability in the determination of Available Transmission Capacity to be posted on the OASIS."*²⁸⁸

313. - Pour tous ces motifs, nous recommandons d'inclure au texte réglementaire les définitions du "réseau de transport" et des "ressources du transporteur" proposées à la présente section, lesquelles sont conformes à l'article 2 de la Loi, en lieu et place de celles proposées par Hydro-Québec à sa pièce HQT-11, Document 2.1.

5.4 L'ALLOCATION DU RATIO DE CHARGE

314. - Il a été mis en preuve, à l'audience, que la FERC reconnaissait traditionnellement l'allocation du ratio de charge entre le service de point à point et le service en réseau intégré ou de charge locale sur la base de la capacité requise pour satisfaire la pointe coïncidente annuelle du réseau (méthode 1 PC).

La FERC a toutefois donné aux transporteurs qui satisfaisaient trois tests la permission de choisir entre la méthode 1 PC, et une méthode basée sur la moyenne des 12 pointes coïncidentes mensuelles de la demande (méthode 12 PC).

315. - En l'espèce, Hydro-Québec soumet que si l'on additionne la charge locale du réseau de TransÉnergie, sa charge en réseau intégré (qui est nulle) et la moyenne de ses réservations de capacité pour le service de point à point annuel des 5 dernières années, aucun des trois tests recommandés par la FERC pour autoriser la méthode 12 PC n'est satisfait.

Par conséquent, la FERC n'autoriserait TransÉnergie qu'à utiliser la méthode 1 PC pour allouer le ratio de charge entre les divers services.

²⁸⁸

FERC, Docket no. RM95-8-000, Order no. 888. *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities. Final Rule*, April 24, 1996 (CC. Moler, Bailey, Hoecker, Massey, Santa), p. 654. Published at 75 FERC 61,080.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

316. - Notre témoin, Monsieur Jacques Fontaine, a démontré que ces calculs étaient robustes.²⁸⁹

Ainsi, pour que les tests de la FERC permettent le recours à la méthode 12 PC, les réservations annuelles de capacité de point à point, actuellement estimées à 3 844 MW, devraient augmenter à 13 364 MW, 13 171 MW ou 7 284 MW selon le test.²⁹⁰

317. - L'ACEF de Québec a suggéré que si l'on utilisait, dans le calcul, l'historique mensuel des réservations de capacité de service de point à point, plutôt que les seules réservations annuelles, les tests de la FERC seraient satisfaits, de sorte que TransÉnergie aurait le choix d'utiliser la méthode 1 PC ou 12 PC.²⁹¹

318. - Nous croyons que, même si le résultat des tests de la FERC étaient tels que la Régie avait le choix, c'est en faveur de l'option 1 PC que ce choix devrait pour l'instant être exercé.

Il n'a jamais été mis en preuve que, lorsque les trois tests sont satisfaits, la FERC interdirait le choix de la méthode 1 PC. La seule preuve est à l'effet qu'un choix devient offert entre les deux méthodes si les tests sont satisfaits.

Par ailleurs, tel que déjà palidé, la FERC n'a pas compétence auprès des transporteurs canadiens et ses exigences de réciprocité doivent être interprétées avec souplesse.

319. - Nous croyons que la proposition de l'ACEF de Québec n'est pas compatible avec le principe selon lequel le réseau est présentement en fonction de la seule pointe de charge locale, tel que discuté sous le thème 2.

Il se peut que, d'ici quelques années, le processus de planification et la coordination avec les États et provinces voisins permettent de concevoir le développement du réseau dans une perspective sub-continentale, donc incluant l'ensemble du service de point à ferme, même de court terme. Il sera alors temps de déterminer si la méthode 1 PC doit être remplacée par une méthode 12 PC.

Nous avons vu, dans la section 2, qu'à long terme, c'est la voie que dicte le développement durable.

Nous n'en sommes cependant pas là aujourd'hui. En ne tenant compte, actuellement, que des réservations de point à point annuelles, la méthode 1 PC est celle devant être utilisée.

²⁸⁹ **JACQUES FONTAINE**, Dossier R-3401-98, *Examen de la robustesse du choix de la méthode 1 PC suivant les tests proposés par la FERC*, Pièce SÉ-STOP-1, doc. 6.

²⁹⁰ *Id.*

²⁹¹ **ACEF de Québec**, Dossier R-3401-98, *Preuve de l'ACEF de Québec concernant les thèmes 5 et 6 dans la cause sur les tarifs et conditions de transport d'électricité*, Pièce ACEF de Québec-5.

5.5 LES TARIFS DE POINT À POINT À COURT TERME

320. - Notre témoin-expert, Madame Joanne Lalumière a souligné que la fixation d'un tarif proportionnellement plus élevé aux clients du service de point à point à court terme qu'aux clients effectuant des réservations annuelles vise à faire assumer par le client un prix se rapprochant de la valeur réelle des infrastructures requises pour répondre à la capacité réservée, même si celle-ci ne l'est que durant une partie de l'année.²⁹²

Nous approuvons donc le principe de tarifs de point à point à court terme qui soient proportionnellement plus élevés que celui du service de point à point annuel. Ce principe répond à des objectifs de développement durable et fournit le bon signal.

321. - Toutefois, selon la formule proposée par Hydro-Québec, le tarif de l'utilisateur mensuel resterait identique quel que soit le mois de l'année où sa capacité est réservée, étant basé sur la moyenne des pointes mensuelles.²⁹³

Cette formule ne correspond pas à la réalité saisonnière de la courbe de consommation. Comme le soulignent Madame Joanne Lalumière et Monsieur Jacques Fontaine, il manque un signal qui aurait pour effet de diriger le client occasionnel vers les mois où la congestion serait moins élevée.

Madame Lalumière et Monsieur Fontaine ont proposé que le tarif mensuel varie selon le mois de l'année où il s'applique.²⁹⁴ Les mêmes remarques s'appliquent aux tarifs de réservation de capacité pour des périodes plus courtes (semaine, jour, heure).²⁹⁵

²⁹² **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 4.3, page 33.

²⁹³ **HYDRO-QUÉBEC**, Témoignage d'Albert Chéhadé, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-10, Document 1, pp. 23-26.

²⁹⁴ **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES et FROUPE STOP**, Dossier R3401-98, Réponses aux demandes de renseignement relatives au rapport d'expertise, Pièce SÉ-STOP 1, Document 2, page 8.

Jacques FONTAINE, Dossier R-3401-98, *La tarification du service de point à point à court terme*, Pièce SÉ-STOP-1, Document 7.

²⁹⁵ **HYDRO-QUÉBEC**, Témoignage d'Albert Chéhadé, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-10, Document 1, pp. 25-26.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

322. - Les tarifs du service de point à point à court terme pourraient ainsi être les suivants:

	Tarif annuel \$/kW-an	Tarif mensuel \$/kW-mois	Tarif hebdomadaire \$/kW-semaine	Tarif quotidien \$/kW-jour	Tarif horaire \$/kW-heure
Proposition de Hydro-Québec page 26 de HQT-1, document 1					
Moyenne annuelle des tarifs	75,18	8,02	2,00	0,40	0,01667
Proposition STOP/S.É. PIÈCE SÉ-Stop 1, document 2, page 8					
Tarif d'hiver (déc., janv., févr.)		9,98	2,48	0,50	0,02068
Tarif printemps et automne (mars, avr., mai, sept., oct., nov.)		7,82	1,95	0,39	0,01625
Tarif d'été (juin, juill., août)		6,46	1,61	0,32	0,01343

323. - Nous recommandons donc que La Régie maintienne le principe d'un tarif de la capacité réservée mensuellement qui soit proportionnellement plus élevé que le tarif de la capacité réservée à l'année, mais prévoie un tarif différent selon le mois, afin de refléter la courbe saisonnière de consommation et de congestion du réseau. Cette recommandation s'applique aussi aux tarifs de réservation de capacité pour des périodes plus courtes (semaine, jour, heure). Le tout, suivant l'exemple ci-haut.

5.6 L'UNIFORMITÉ DU TAUX DE PERTES

324. - Hydro-Québec propose d'uniformiser le taux de pertes imputé à l'ensemble des charges du réseau.

325. - Dans la mesure où le réseau de transport est conçu de façon intégré, en fonction de la pointe de la charge locale et avec des tarifs territorialement uniformes, il nous semble qu'un taux de pertes

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

moindre pour le service de point à point équivaldrait à une fonctionalisation du tarif, ce que nous avons rejeté plus haut.

Le service de point à point n'est réservé en principe qu'au surplus de capacité du réseau. Il est donc logique que le taux de pertes lui étant applicable soit celui de l'ensemble du réseau.

5.7 LE COÛT DES AJOUTS AU RÉSEAU

326. - Le *Règlement 659* tout comme le texte réglementaire proposé par Hydro-Québec énoncent que la politique d'allocation du coût des ajouts au réseau entre TransÉnergie et les clients spécifiques ayant amené de tels ajouts doit être déterminée par la Régie.

327. - Or aucun texte n'est proposé par hydro-Québec pour adoption par la Régie.

328. - Nous ne croyons pas que le processus de plainte soit le forum approprié pour que la Régie détermine, au cas par cas, cette politique. Nous sommes en désaccord avec la suggestion d'Hydro-Québec selon laquelle le mécanisme de plainte devant la Régie pourrait servir à créer des règles que l'on aurait omis d'établir suivant les articles 27, 31.2 et 34 quant au coût des ajouts au réseau.²⁹⁶

329. - Monsieur Albert Chéhadé, témoin d'Hydro-Québec, a produit une version révisée de la politique proposée.²⁹⁷

330. - Nous croyons que cette politique, avec les modifications éventuelles que la Régie souhaiterait y apporter, devrait être spécifiquement adoptée et incorporée, au moyen d'un Appendice supplémentaire, aux Tarifs et conditions de transport d'électricité par Hydro-Québec.

331. - Hydro-Québec propose une méthode qui permettra d'allouer le coût des nouveaux ajouts en fonction des prévisions de revenus à long terme en découlant pour TransÉnergie.

Nous approuvons cette méthode car elle est dynamique et répond à nos préoccupations à long terme exprimées sous le thème 2.

²⁹⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 1, Réponse R99.1.

²⁹⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 1, pages 36-45 révisées le 11 juin 2001, dans le cadre de l'engagement no. 76 de Monsieur Albert Chéhadé (Dossier R-3401-98, Pièce HQT-10, Document 1.7.14).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

La méthode d'allocation du coût des ajouts requis par des clients du service de point à point pourra suivre l'évolution de la qualité des prévisions à long terme de la demande pour ce service.

Nous avons en effet vu, sous le thème 2, que TransÉnergie avait encore de la difficulté, aujourd'hui, à obtenir des prévisions fiables quant à la demande et aux ressources disponibles pour la seule charge locale. Les prévisions à long terme de la demande et des ressources de point à point sont de qualité encore moindre. Il faut donc prévoir que, dans l'immédiat, il est peu probable que le coût des ajouts requis par des clients du service de point à point soient assumés par le transporteur si ceux-ci ne servent pas également la charge locale.

Toutefois, à mesure que la qualité des prévisions du service de point à point s'améliorera, le transporteur pourra commencer à accepter une partie des coûts de ces ajouts sur la base de ces prévisions également, selon la formule proposée par Monsieur Chéhadé. Le réseau deviendra ainsi graduellement planifié non seulement pour la charge locale, mais également pour la charge de point à point, dans une perspective sub-continentale.

332. - L'expression "installations d'attribution particulière" de l'*Ordonnance 888* et du *Règlement 659* doit être retirée du texte réglementaire, n'ayant plus d'objet.

Hydro-Québec ne devrait toutefois pas réintroduire cette expression, dans un sens différent, à la troisième partie des règles sur les coûts des ajouts au réseau, préparées par Monsieur Chéhadé.

La réintroduction d'un terme connu, mais dans un sens inhabituel, ne peut que devenir source de confusion. L'expression "*installations d'attribution particulière*" de la troisième partie de ces règles devrait être supprimée et remplacée par un synonyme, tel qu' "*actifs de raccordement, incluant les postes de transformation, qui ne rejoignent pas le réseau global*".

333. - Les règles sur les coûts des ajouts au réseau devraient également éviter de référer de manière trop détaillée au règlement tarifaire de distribution d'Hydro-Québec, afin que les tarifs et conditions de transport d'électricité soient indépendantes du tarif de distribution, lequel sera prochainement revu par la Régie.

334. - Sous réserves de ces modifications, nous proposons donc que la politique de traitement des ajouts au réseau de transport proposée à la pièce HQT-10, Document 1, pages 36-45 révisées le 11 juin 2001, soit soumise à l'approbation de la Régie au présent dossier et incorporée en Appendice aux Tarifs et Conditions de transport, avec les modifications suivantes: a) supprimer les références au règlement tarifaire de distribution afin de rendre le règlement de transport indépendant de celui-ci, b) remplacer l'expression "*installations d'attribution particulières*" par "*actifs de raccordement, incluant les postes de transformation, qui ne rejoignent pas le réseau global*".

5.8 LES RABAIS

335. - Nous croyons que les conditions permettant à TransÉnergie d'accorder des rabais tarifaires devraient être fermement encadrées aux annexes 7 et 8 du texte réglementaire.

336. - Le législateur a voulu que les tarifs et conditions de transport d'électricité d'Hydro-Québec soient fixés par la Régie de l'énergie. Le législateur a également voulu que ces tarifs soient territorialement uniformes.

L'octroi de rabais constitue une exception à ces règles et doit donc être limitée et encadrée. La Régie peut, dans sa décision, permettre conditionnellement des rabais, tout comme elle autorise à l'occasion des programmes commerciaux prévoyant des tarifs moindres que ceux régulièrement fixés ou des subventions à certains clients.

La Régie a cependant également refusé des programmes qui laissaient une discrétion trop large à l'utilité publique quant au tarif réduit offert.²⁹⁸

337. - Il ne suffit pas, comme Hydro-Québec le propose, que les rabais tarifaires soient affichés et offerts à tous.

Les conditions d'octroi de ces rabais doivent être également codifiées.

338. - La justification des rabais proposés réside dans le souhait de TransÉnergie d'éviter l'inutilisation d'une capacité disponible mais ne trouvant pas preneur au tarif régulier.²⁹⁹

Le texte réglementaire devrait donc spécifier, au moins sommairement, que les rabais ne peuvent être offerts par TransÉnergie que lorsqu'un surplus de capacité existe et ne peut trouver preneur.

Des rapports réguliers de suivi devraient être déposés auprès de la Régie quant aux rabais offerts. Hydro-Québec devrait être en mesure de justifier *a posteriori* que les conditions d'octroi de ces rabais existaient lorsqu'ils furent offerts. Cette justification auprès de la Régie pourrait se faire lors de la cause tarifaire de l'année subséquente ou lors de la fermeture des livres.

²⁹⁸ Voir notamment: **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3463-2001, Décision D-2001-211, le 6 septembre 2001 (RR. Guérin, Lambert, Vallière).

²⁹⁹ **Joanne LALUMIÈRE**, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 4.5 (numérotée 4.4 par erreur au texte), page 35. Madame Lalumière souligne que l'existence de cette condition est essentielle.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

339. - Hydro-Québec a indiqué souhaiter introduire des modalités d'application quant à ces rabais, à savoir :

- N'offrir des rabais que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison sur le réseau.
- Offrir des rabais différents sur des chemins menant à différents points de livraison.
- Limiter ses offres de rabais à des périodes données.³⁰⁰

340. - Si les conditions préalables de justification de ces rabais existent, tel qu'énoncé plus haut, les modalités proposées sont acceptables et même souhaitables car elles permettent de limiter ceux-ci aux périodes les plus creuses et aux chemins les moins rentables tout en laissant les périodes, et les chemins les plus rentables au plein tarif.

Comme l'indique Madame Lalumière, cela évite que les usagers à rabais occupent une capacité qui pourrait être utilisée par les clients à plein tarif, ce qui est dans l'intérêt public et permet l'optimisation de l'utilisation des équipements disponibles. Cette approche se compare dans le privé aux rabais des grands transporteurs aériens qui sont à peu près inexistantes en période de vacances ou d'achalandage élevé et qui se limitent souvent aux périodes hors pointe.³⁰¹

341. - Nous recommandons donc que les Annexes 7 et 8 du texte réglementaire soient modifiés de manière à spécifier, au moins sommairement, que les rabais ne peuvent être offerts par TransÉnergie que lorsqu'un surplus de capacité existe et ne peut trouver preneur. Hydro-Québec pourrait, lorsqu'ainsi justifiée, moduler l'octroi de rabais selon la période et selon la contrainte du chemin de transit requis. Des rapports réguliers de suivi devraient être déposés auprès de la Régie quant aux rabais offerts. Hydro-Québec devrait être en mesure de justifier *a posteriori* auprès de la Régie que les conditions d'octroi de ces rabais existaient lorsqu'ils furent offerts. Cette justification pourrait se faire lors de la cause tarifaire de l'année subséquente ou lors de la fermeture des livres.

³⁰⁰ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-10, Document 1, p. 28.

³⁰¹ Joanne LALUMIÈRE, *Rapport d'expertise sur l'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie*, Février 2001, Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-1, Document 1, section 4.5 (numérotée 4.4 par erreur au texte), page 36.

THÈME 6

LES CONDITIONS DU SERVICE DE TRANSPORT

6.1 LA RÉGLEMENTATION DE LA CHARGE LOCALE

6.1.1 La juridiction de la Régie

342. - Le tarif *pro forma* de la FERC ne réglemente pas le service de transport de charge locale, sauf par quelques mentions indirectes au texte réglementaire.

Cela s'explique par la juridiction limitée de la FERC sur ce service qui relève de la juridiction étatique aux États-Unis. La FERC ne régit que le service de transport inter-étatique ou avec des pays frontaliers.

343. - La Régie de l'énergie est dans une situation différente. Sa juridiction s'étend à l'ensemble des services de transport d'électricité par Hydro-Québec sur le territoire du Québec.

344. - Hydro-Québec a soumis de façon sommaire que diverses clauses du texte réglementaire actuel s'appliqueraient *mutatis mutandis* à la charge locale, alors que d'autres clauses lui seraient inapplicables.³⁰²

345. - Aucun texte réglementaire spécifique à la charge locale n'a toutefois été proposé par Hydro-Québec dans cette première cause tarifaire relative à l'ensemble des services de transport de TransÉnergie.

346. - L'audience a fait ressortir le besoin de clarifier et d'explicitier davantage les règles du service de transport de charge locale. Dans l'exercice de son pouvoir réglementaire sur ce service, la Régie ne peut se contenter des remarques succinctes produites par Hydro-Québec.

³⁰² Voir notamment: **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R3401-98, Pièces HQT-11, Documents 1, 2.2 et 2.3 et Pièce HQT-13, Document 1, Réponse R89.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

6.1.2 La priorité de la charge locale

347. - L'absence de règles claires pour le service de charge locale est particulièrement critique quant il s'agit de déterminer si la charge locale a ou non priorité sur les autres charges du transporteur.

Hydro-Québec allègue que la charge locale a priorité³⁰³ mais plusieurs clauses du texte réglementaire proposé (basées sur celles du *tarif pro forma* de la FERC) sont à l'effet contraire:

"Article 13.2 - Priorité de réservation:

[...] Tout service de transport ferme à long terme de point à point aura une priorité de réservation égale à celle des clients de charge locale et des clients du réseau intégré. [...]"³⁰⁴

"Article 13.6 - Réduction du service de transport ferme:

[...] Si plusieurs transactions doivent être réduites, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point. [...]"³⁰⁵

348. - Nous croyons qu'il est dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable que la charge locale ait priorité et que le texte réglementaire le spécifie clairement.

349. - Le pacte social de l'électricité et le contexte historique de la législation sur l'électricité justifient une telle priorité.

La *Loi sur la Régie de l'énergie* et la *Loi sur Hydro-Québec* prévoient par ailleurs:

"Loi sur la Régie de l'énergie, art. 76:

Le distributeur d'électricité, les réseaux municipaux et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville sont tenus de fournir l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif. [...]"³⁰⁶

³⁰³ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 1, Réponse R91.1.

³⁰⁴ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2.

³⁰⁵ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2.

³⁰⁶ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 76.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

"Loi sur Hydro-Québec, art. 22 :

*La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01). Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité."*³⁰⁷

Le régulateur doit donner effet à l'obligation d'Hydro-Québec de desservir les consommateurs québécois en permettant au transporteur de donner préférence à la charge locale.

350. - Il s'agit là d'un écart par rapport au *tarif pro forma* de la FERC que l'intérêt public et le développement durable justifient pleinement.

Même les témoins du RNCREQ, Messieurs Disher et Raphals, pourtant soucieux de voir TransÉnergie suivre les règles américaines, admettent un tel écart:

*"[...] my sense is that Hydro-Québec is bound to honour that social compact. So, I am not sure that Hydro-Québec really has a choice in this case, unlike the -- the choice is to in fact honour the Québec law in this case and deal with the fact that that law says that native load should have priority."*³⁰⁸

*"I do not think we can say definitively that it would jeopardize the reciprocity provisions. It certainly is a position that would have to be presented to FERC at the time that HQ (US)'s market rate authority is reconsidered by FERC. And it would have to be debated there and if FERC finds that that is in violation in effect of the reciprocity clause, Hydro-Québec will have to deal with that at that time."*³⁰⁹

*"I think there is a good argument to be made before FERC that it should allow this diversion from the pro forma tariff, given its lack of jurisdiction, not just over the utility, but over the country, and out of respect for the legal and policy structure of its neighbours that it should simply not mind. But again, this is, as Del said, this is a question that would certainly have to be discussed and debated at FERC."*³¹⁰

351. - La FERC a d'ailleurs elle-même le mandat de s'assurer que le transport d'électricité des États-Unis vers un autre pays ne compromet pas la suffisance d'approvisionnement électrique des États-Unis ou la coordination, dans l'intérêt public, des installations sujettes à la juridiction de la FERC:

"[...] no person shall transmit any electric energy from the United States to a foreign country without first having secured an order of the Commission authorizing it to do so. The Commission shall issue such order upon application unless, after opportunity for hearing, it finds that the proposed transmission would impair the

³⁰⁷ *Loi sur Hydro-Québec, L.R.Q., c. H-5, art. 22.*

³⁰⁸ *n.s., vol. 27, 28 mai 2001, p. 97, Ellis O. Disher (contre-interrogé par Me Dominique Neuman pour SÉ-STOP).*

³⁰⁹ *n.s., vol. 27, 28 mai 2001, p. 98, Ellis O. Disher (contre-interrogé par Me Dominique Neuman pour SÉ-STOP).*

³¹⁰ *n.s., vol. 27, 28 mai 2001, p. 99, Philip Raphals (contre-interrogé par Me Dominique Neuman pour SÉ-STOP).*

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

sufficiency of electric supply within the United States or would impede or tend to impede the coordination in the public interest of facilities subject to the jurisdiction of the Commission."³¹¹

352. - Nous croyons qu'il est également dans l'intérêt public et dans l'intérêt du développement durable que les règles de fourniture du service de transport de charge locale et celles relatives à la fiabilité et la qualité de ce service soient explicitement codifiées au texte réglementaire, comme elles le sont déjà pour le service de point à point et celui de charge locale.

6.1.3 L'option retenue: une nouvelle partie IV au texte réglementaire, sur le service de charge locale

353. - Pour atteindre les objectifs énoncés plus haut, nous recommandons que le service de charge locale soit explicitement réglementé au texte des conditions du service de transport au moyen d'une nouvelle partie IV.

354. - Cette nouvelle partie IV regrouperait les dispositions actuellement éparpillées aux sections I, II et III relatives à la charge locale et codifierait également les précisions fournies par Hydro-Québec en réponse à des demandes de renseignement ou des engagements à ce sujet.³¹²

6.1.4 La définition du client du service de charge locale

355. - Pour assurer la cohérence de la nouvelle partie IV que nous proposons, il y a lieu de revoir la définition des "*clients de charge locale*" au texte réglementaire.

356. - Le texte actuel du *Règlement 659*, calqué sur le *Tarif pro forma* de la FERC, prévoit:

"1.9 Clients de charge locale: Les clients au détail et en gros de l'électricité du transporteur au nom desquels le transporteur, en vertu d'une loi, d'une franchise, d'une exigence réglementaire ou d'un contrat, a assumé l'obligation de construire et d'exploiter le réseau du transporteur afin de répondre de façon fiable aux besoins de ces clients en électricité."

357. - Hydro-Québec propose de remplacer ce texte par ce qui suit:

³¹¹ **U.S. CONGRESS**, *Federal Power Act (FPA)*, s. 202 (e), Codifié sous 16 U.S.C. s. 824a (e). Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP-32, Document 1.

³¹² Voir notamment: **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R3401-98, Pièces HQT-11, Documents 1, 2.2 et 2.3 et Pièce HQT-13, Document 1, Réponse R89.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

"1.9 Clients de charge locale: Les clients de détail et de gros de l'électricité du distributeur transporteur, au nom desquels le transporteur, en vertu de la loi d'une loi, d'une franchise, d'une exigence réglementaire ou d'un contrat, a assumé l'obligation de construire et d'exploiter son réseau, du transporteur afin de répondre de façon fiable aux besoins en électricité de ces clients en électricité."

358. - Il y a selon nous une erreur conceptuelle dans cette définition. Les consommateurs québécois de détail desservis par Hydro-Québec-Distribution (HQD) ne sont pas des clients de TransÉnergie. C'est Hydro-Québec Distribution (HQD) qui est le client de TransÉnergie pour cette charge.

C'est également HQD qui a l'obligation de desservir de tels consommateurs de détail sur son territoire de distribution exclusive.³¹³

359. - Nous proposons donc que le texte de la définition se lise comme suit:

"1.9 Clients de charge locale: Le distributeur."

6.1.5 La référence du règlement aux consommateurs de détail qui participeraient à un projet-pilote selon l'article 167 de la Loi

360. - Le texte proposé par Hydro-Québec prévoit, par ailleurs, que d'éventuels clients de détail qui participeraient à un projet pilote selon l'article 167 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* seraient des "*clients admissibles*" de TransÉnergie.³¹⁴

361. - Selon les définitions d'Hydro-Québec, l'on ignore si ces "*clients admissibles*" du règlement seraient assimilés à des clients de charge locale, des clients du service en réseau intégré ou des clients du service de point à point.

362. - Plutôt que de chercher à corriger cette lacune en identifiant la catégorie à laquelle ces nouveaux clients appartiendraient, nous pensons qu'il serait préférable, à ce stade, de supprimer toute référence à l'article 167 de la *Loi* du texte réglementaire au présent dossier. Une telle référence est prématurée. La question pourra plus adéquatement être abordée par la Régie dans le cadre de son audience selon l'article 167.

³¹³ *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 76.

³¹⁴ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-11, Document 2, art. 1.6.

6.2 LES CONVENTIONS DE SERVICE

363. - Les articles 13.4, 14.4 et 29.5 du texte réglementaire proposé par Hydro-Québec ont pour effet de remettre à une date ultérieure l'établissement par la Régie des conditions de dépôt et de publicité des conventions de service passées par TransÉnergie. Le dépôt de ces conventions serait ainsi retardé jusqu'à ce que la Régie fixe ces conditions lors d'une décision future.

364. - La réponse d'Hydro-Québec à la question 99.1 de la première demande de renseignements de la Régie ne nous convainc pas que ces conditions ne puissent pas être décidées immédiatement.³¹⁵

365. - Nous croyons que ces conditions peuvent être fixées par la Régie par la décision à intervenir u présent dossier.

366. - Nous proposons que les conventions de service soient déposées à la Régie dans les dix jours de leur conclusion et soient accessibles au public. Il n'existe aucune raison de retarder ce dépôt d'un an tel que le suggère Hydro-Québec dans sa réponse à la question 99.1 susdite.³¹⁶

La publicité est la norme selon les règles relatives au site OASIS.

Nous référons par ailleurs la Régie aux difficultés exprimées par le RNCREQ à l'époque de la décision procédurale au présent dossier. Ce dernier dut avoir recours en vain à la *Loi sur l'accès à l'information et la protection des renseignements personnels* pour requérir copie des conventions passées, lesquelles furent finalement produites en preuve au présent dossier.

367. - Nous proposons que les articles 13.4, 14.4 et 29.5 du texte réglementaire se lisent comme suit:

"13.4 Conventions de service: *Le transporteur doit offrir une convention normalisée relative au service de transport ferme de point à point (appendice A) au client admissible lorsque celui-ci soumet une demande complète pour obtenir le service de transport ferme de point à point. Les conventions de service signées renfermant l'information exigée aux termes des présentes doivent être déposées auprès de la Régie dans les dix (10) jours de leur conclusion; ces conventions sont accessibles au public."*

"14.4 Conventions de service: *Le transporteur doit offrir une convention normalisée relative au service de transport non ferme de point à point (appendice B) au client admissible lorsque celui-ci soumet pour la première fois une demande complète pour obtenir un service de transport non ferme de point à point conformément aux présentes. Les conventions de service signées renfermant l'information exigée aux termes*

³¹⁵ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 1, réponse R99.1.

³¹⁶ HYDRO-QUÉBEC, Dossier R-3401-98, Pièce HQT-13, Document 1, réponse R99.1.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

des présentes doivent être déposées auprès de la Régie dans les dix (10) jours de leur conclusion; ces conventions sont accessibles au public."

"29.5 Dépôt de la convention de service : Le transporteur déposera les conventions de service auprès de la Régie dans les dix (10) jours de leur conclusion; ces conventions sont accessibles au public."

Dans un premier temps, Hydro-Québec réalisera le plan d'action prévu pour augmenter la robustesse du réseau à la suite des événements climatiques extrêmes des trois dernières années. Ce plan d'action comprend:

[...]• en transport, des investissements de 620 M\$ pour les projets de bouclage et de renforcement du réseau. ³¹⁷

6.3 LA PROCÉDURE DE PLAINTÉ

368. - Nous approuvons la proposition d'Hydro-Québec, exprimée aux articles 12.1 et 12.2 du texte tarifaire, de soumettre tout différend relatif aux tarifs et conditions de transport à l'adjudication des tribunaux publics, dont la Régie de l'énergie, plutôt qu'à l'arbitrage privé.

369. - Tel qu'indiqué à la section 5, nous sommes toutefois en désaccord avec la suggestion d'Hydro-Québec, à sa réponse 99.1 à la pièce HQT-13, Document 1, selon laquelle le mécanisme de plainte devant la Régie pourrait servir à créer des règles que l'on aurait omis d'établir suivant les articles 27, 31.2 et 34 quant au coût des ajouts au réseau.

370. - La procédure de plainte ne doit pas servir à créer de nouvelles règles mais à appliquer celles existantes.

371. - Nous avons suggéré à la section 5 que les règles relatives au coût des ajouts doivent être exprimées à même le texte réglementaire.

6.4 L'ENTRÉE EN VIGUEUR ET LES RÈGLES TRANSITOIRES

372. - Depuis le 1^{er} janvier 2001, à la demande d'Hydro-Québec, les tarifs existants de TransÉnergie sont déclarés *provisaires* par la Régie de l'énergie. ³¹⁸

³¹⁷ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Montréal, 1999, p. 32. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

³¹⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-98, Décision D-2000-222, le 19 décembre 2000, p. 19.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec craignait en effet que, sans une telle déclaration, les principes établis par la Cour suprême dans *Bell Canada c. Canada (CRTC)* n'entravent la capacité de la Régie de rendre sa décision au présent dossier effective à compter de cette date.³¹⁹

Nous avons plaidé qu'une telle déclaration de caractère provisoire n'était pas nécessaire, mais ne nous y opposons pas.³²⁰ La Régie statua qu'une telle déclaration, dans le contexte particulier de la présente cause, comportait plus d'avantages que d'inconvénients compte tenu des arguments de part et d'autre et surtout de la jurisprudence applicable. Elle l'accueillit donc.³²¹

373. - Tel que le Tribunal lui a permis de faire³²², Hydro-Québec a demandé à la Régie que les tarifs qu'elle fixera dans sa présente décision soient rétroactifs au 1^{er} janvier 2001, avec certaines règles transitoires relatives au traitement du trop-perçu.³²³

374. - Il nous semble que l'enjeu de la rétroactivité ne se limite pas aux seuls tarifs mais porte également sur l'ensemble des conditions de transport d'électricité qui seront établies par la Régie en remplacement du Règlement 659. Plusieurs des conditions de transport (non seulement celles proposées par Hydro-Québec mais également celles que des intervenants proposent d'inclure au texte réglementaire, dont les soussignés) sont déjà susceptibles d'avoir effet depuis le 1^{er} janvier 2001. C'est le cas notamment des règles que *Stratégies Énergétiques* et le *Groupe STOP* proposent d'inclure en ce qui concerne le service de charge locale, le code de conduite et le traitement des ajouts au réseau. Il pourrait par ailleurs être malaisé de ne rendre applicable au 1^{er} janvier 2001 qu'une partie des règles (le tarif) sans les conditions qui l'encadrent.

Nous recommandons donc à la Régie d'examiner si les tarifs peuvent seuls être déclarés rétroactifs au 1^{er} janvier 2001 ou si cette rétroaction devrait s'appliquer aux tarifs et conditions de transport d'électricité, considérés comme un tout. Si la Régie rend les tarifs et conditions de transport d'électricité rétroactifs au 1^{er} janvier 2001, elle devrait spécifier que les actes validement faits selon l'ancien règlement restent valides, et que toute période antérieure à la décision de la Régie n'est pas comptabilisée dans le calcul des délais nouvellement créés par ces conditions de transport. Ceci permettra d'éviter certaines difficultés de rétroactivité soulevées à l'audition du fait que la décision de la FERC accordant le statut de négociant à H.Q. Energy Services (U.S.) Inc. (et reconnaissant le *Règlement 659* comme réciproque) avait été rendue le 12 novembre 1997 avec effet rétroactif au 23 juillet 1997.³²⁴

³¹⁹ *Bell Canada c. Canada (CRTC)*, [1989] 1 R.C.S. 1722, p. 1758.

³²⁰ **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.), GROUPE STOP**, Dossier R-3401-98, Lettre à la Régie, le 20 novembre 2000.

³²¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-98, Décision D-2000-222, le 19 décembre 2000, p. 17.

³²² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3401-98, Décision D-2000-222, le 19 décembre 2001, p. 19.

³²³ **HYDRO-QUÉBEC**, Dossier R-3401-98, *Argumentation*, le 9 août 2001, p. 185.

³²⁴ **FERC**, Docket No. ER-97-851-001, *In re: H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., Order Accepting for Filing Proposed Market-Based Rates*, November 12, 1997 (CC. Hoecker, Bailey, Massey). Published as 81 FERC 61, 184 (1997). Page 6. Produit sous: Dossier R-3401-98, Pièce SÉ-STOP 32, Document 2 (en liasse).

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

375. - En principe, les tarifs et conditions à être fixés dans cette cause le sont pour la seule année 2001, étant établis en fonction des projections pour cette seule année. Ces tarifs seraient donc eux-mêmes sujets à modification à partir du 1^{er} janvier 2002.

Hydro-Québec n'a pas encore déposé sa demande tarifaire de transport pour 2002 au moment de la présente. Il pourrait être utile à l'ensemble des participants que la Régie clarifie la marche à suivre et les étapes prévues à cet égard.

Il serait souhaitable que la Régie donne instruction aux parties, avant le 31 décembre 2001, quant à la marche à suivre et les étapes prévues pour la fixation des tarifs et conditions de transport d'électricité d'Hydro-Québec pour l'année civile débutant le 1er janvier 2002

376. - Enfin, il est établi que la rétroaction des tarifs au 1^{er} janvier 2001 et leur modification subséquente en 2002 n'affectera pas les tarifs globaux d'électricité, payables par les consommateurs de la charge locale d'Hydro-Québec, ces tarifs étant gelés par règlement jusqu'au 31 décembre 2000 et, par la suite, jusqu'à ce qu'ils soient modifiés ou remplacés.³²⁵ Le *Plan stratégique 2000-2004* d'Hydro-Québec, approuvé par le gouvernement, maintient ce gel jusqu'en avril 2002³²⁶ et le *Plan stratégique 2002-2006* devrait le prolonger jusqu'au 30 avril 2004.³²⁷

Hydro-Québec n'a pas encore déposé à la Régie sa cause tarifaire pour ses tarifs globaux de charge locale ou ses tarifs de distribution.³²⁸

³²⁵ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Règlement no 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, D. 555-98, R.R.Q. 1981 et amend., c. H5, r. 4, a. 313, Modifié sous d'autres aspects par: **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3455-2000, Décision D-2001-110, le 24 avril 2001.

³²⁶ **HYDRO-QUÉBEC**, *Plan stratégique 2000-2004*, Octobre 1999, p. 28. Reproduit sous: Dossier R-3401-98, Pièce HQT-2, Document 2.2, p. 28. Approuvé par: **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 1090-2000 concernant l'approbation du plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec*, le 13 septembre 2000, (2000) 132 G.O. II 6518.

³²⁷ **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, *Décret 829-2001 concernant la modification du décret no. 1091-2000 du 13 septembre 2000 relatif à la forme, la teneur et la périodicité du plan stratégique d'Hydro-Québec*, le 27 juin 2001, (2001) 133 G.O. II 5223.

³²⁸ Sauf quelques ajustements sur des points spécifiques, dans les dossiers R-3455-2000 (tarif de puissance interruptible) et R-3466-2001 (tarif de secours aux autoproducteurs).

LES CONCLUSIONS RECHERCHÉES

377. - En conséquence, les intervenants *Stratégies Énergétiques* et *Groupe STOP* prient respectueusement la Régie d'accueillir leurs recommandations suivantes:

PRISE DE CONNAISSANCE D'OFFICE PENDANT LE DÉLIBÉRÉ:

PRENDRE connaissance d'office, suivant l'article 2808 C.c.Q., des documents suivants, publiés ou à être publiés après la fin des audiences:

- Les décisions de la FERC du 12 juillet 2001 ordonnant une médiation en vue de la formation d'une RTO unique pour le Nord-est des Etats-Unis, avec consultation des entités canadiennes de la région, ainsi que l'avis de la FERC du 1^{er} août 2001 autorisant TransÉnergie à intervenir à ce dossier (reproduits en Annexe 1 à la présente, en liasse).
- Le rapport de médiation du 17 septembre 2001 à la FERC dans le dossier susdit et tout suivi ultérieur de la FERC survenant pendant le délibéré de la Régie au présent dossier.
- Tout suivi de la FERC quant au renouvellement triannuel du permis de négociant de *HQ Energy Services (U.S.) inc.* et quant aux contestations d'Enron et Coral s'y rapportant.
- Le *Plan stratégique 2002-2006* d'Hydro-Québec, à être déposé d'ici le 1^{er} novembre 2001.
- Le premier *Plan d'approvisionnement* d'Hydro-Québec-Distribution, à être déposé d'ici le 1^{er} novembre 2001 selon l'article 72 de la *Loi*.

Cette prise de connaissance d'office servira à des seules fins de référence et non aux fins de réviser les projections quant à la base tarifaire, aux revenus et aux charges du transporteur.

INSTRUCTIONS DE LA RÉGIE AVANT LE 31 DÉCEMBRE 2001 :

DONNER instruction aux parties, avant le 31 décembre 2001, quant à la marche à suivre et les étapes prévues pour la fixation des tarifs et conditions de transport d'électricité d'Hydro-Québec pour l'année civile débutant le 1^{er} janvier 2002.

PRINCIPES GÉNÉRAUX :

ÉVITER de restreindre indûment ses options au présent dossier, par crainte d'une réaction de la FERC.

NE PAS CONTRAINDRE TransÉnergie à étendre sa séparation fonctionnelle aux niveaux de la direction, de la planification et des services corporatifs.

CODIFIER, par un nouvel *Appendice* aux Tarifs et conditions de transport d'électricité par Hydro-Québec, les normes de conduites de TransÉnergie et **CESSER** de référer à celles contenues au chapitre 37 des Règlements de la FERC (ou subsidiairement, **SPÉCIFIER** aux Tarifs et conditions de transport d'électricité par Hydro-Québec à laquelle des versions du chapitre 37 des Règlements de la FERC il est fait référence).

PLANIFICATION DU RÉSEAU :

À titre provisoire, **CONSIDÉRER** le réseau de transport électrique québécois 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. Ce choix pourrait cependant évoluer lors d'une cause tarifaire ultérieure de TransÉnergie, alors que la publication, d'ici le 1er novembre 2001 du *Plan stratégique 2002-2006* d'hydro-Québec et du premier *Plan d'approvisionnement* d'Hydro-Québec-Distribution selon l'article 72 vont graduellement permettre de mieux prévoir les ressources et les charges du service de charge locale. De plus, 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) pourra peut-être faciliter l'avancée vers une coordination régionale de la planification du réseau.

REQUÉRIR, pour les causes tarifaires futures de TransÉnergie, que celle-ci soumette à la Régie une analyse environnementale ne serait-ce que sommaire présentant les avantages et les inconvénients environnementaux de ses projets de développement de réseau, en tenant compte à la fois de l'échelle locale et de l'échelle continentale selon la nouvelle réalité du marché de l'électricité et des bénéfices escomptés pour l'actionnaire principal.

Taux de rendement sur l'avoir-propre :

ACCORDER à TransÉnergie, malgré le risque moindre, un taux de rendement comparable à celui d'une utilité publique privée et se rapprochant du taux de rendement qui serait obtenu sur les ajouts au parc de production électrique

Base tarifaire et revenus requis :

NE PAS MODIFIER sa décision rendue au dossier R-3405-98 quant à la "*méthode de séparation des activités non réglementées des activités réglementées*".

CONFIRMER le principe selon lequel sont réglementées, conformément à la *Loi*, les activités de transport d'électricité effectuées en territoire québécois par Hydro-Québec ou par toute société contrôlée par Hydro-Québec, malgré le voile corporatif. Si une exception à ce principe doit et peut être faite par la Régie dans le cas de la part québécoise du réseau de CRT, **PRÉCISER** les balises d'une telle exception.

En réponse à la demande d'Hydro-Québec de "*prendre acte*" de sa "*méthode de traitement des coûts des activités non réglementées*", **POSER** le principe selon lequel, lorsque la preuve n'est pas faite qu'un véritable marché existe, le principe du coût complet devrait prévaloir.

ACCEPTER les principes comptables selon lesquels l'inclusion des actifs à la base tarifaire ne débute que lorsque ceux-ci entrent en opération, les frais financiers durant la construction étant capitalisés au taux du coût du capital.

DÉCLARER que les tarifs qui seront fixés par la Régie dans sa décision finale au présent dossier restent sujets à un processus ultérieur de fermeture des livres, lequel pourrait donner lieu soit à un réajustement rétrocatif au 1er janvier 2001, soit, de façon plus pragmatique, à la constitution d'un compte reporté. Le mécanisme serait symétrique et pourrait inclure des incitatifs.

REQUÉRIR qu'à l'avenir, dans les causes tarifaires de TransÉnergie, Hydro-Québec produise 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

Structure tarifaire :

MAINTENIR la tarification timbre-poste, notamment pour des raisons d'intérêt public et de développement durable.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98
CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

INCLURE au texte réglementaire les définitions du "réseau de transport" et des "ressources du transporteur" proposées à la section 5.3 de la présente argumentation, lesquelles sont conformes à l'article 2 de la *Loi*, en lieu et place de celles proposées par Hydro-Québec à sa pièce HQT-11, Document 2.1.

ACCEPTER le principe de tarifs de point à point à court terme qui soient proportionnellement plus élevés que celui du service de point à point annuel, mais **PRÉVOIR** un tarif différent selon le mois, afin de refléter la courbe saisonnière de consommation et de congestion du réseau. Cette recommandation s'applique aussi aux tarifs de réservation de capacité pour des périodes plus courtes (semaine, jour, heure). Le tout, suivant l'exemple du tableau à la section 5.4 de la présente argumentation.

ACCEPTER, à ce stade, l'uniformité du taux de perte pour l'ensemble de la clientèle de TransÉnergie, sous réserve de la possibilité de modification ultérieure.

QUE la politique de traitement des ajouts au réseau de transport proposée à la pièce HQT-10, Document 1, pages 36-45 révisées le 11 juin 2001, soit soumise à l'approbation de la Régie au présent dossier et incorporée en Appendice aux Tarifs et Conditions de transport, avec les modifications suivantes: a) supprimer les références au règlement tarifaire de distribution afin de rendre le règlement de transport indépendant de celui-ci, b) remplacer l'expression "*installations d'attribution particulières*" par "*actifs de raccordement, incluant les postes de transformation, qui ne rejoignent pas le réseau global*".

QUE les Annexes 7 et 8 du texte réglementaire soient modifiés de manière à spécifier, au moins sommairement, que les rabais ne peuvent être offerts par TransÉnergie que lorsqu'un surplus de capacité existe et ne peut trouver preneur. Hydro-Québec pourrait, lorsqu'ainsi justifiée, moduler l'octroi de rabais selon la période et selon la contrainte du chemin de transit requis. Des rapports réguliers de suivi devraient être déposés auprès de la Régie quant aux rabais offerts. Hydro-Québec devrait être en mesure de justifier *a posteriori* auprès de la Régie que les conditions d'octroi de ces rabais existaient lorsqu'ils furent offerts. Cette justification pourrait se faire lors de la cause tarifaire de l'année subséquente ou lors de la fermeture des livres

CONDITIONS ET TARIFS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ :

QUE le service de charge locale soit explicitement réglementé au texte des conditions et tarifs du transport d'électricité par Hydro-Québec au moyen d'une nouvelle partie IV.

QUE le client de charge locale, au texte réglementaire, soit défini comme suit:
"1.9 Clients de charge locale: Le distributeur."

SUPPRIMER toute référence à l'article 167 de la *Loi* du texte réglementaire, à ce stade, sous réserve de la possibilité de modification ultérieure.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-3401-98**CAUSE TARIFAIRE 2001 DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ PAR HYDRO-QUÉBEC**

MODIFIER les articles 13.4, 14.4 et 29.5 du texte réglementaire de la manière décrite à la section 6.2, quant au dépôt et au caractère public des conventions de service.

APPROUVER la proposition d'Hydro-Québec, exprimée aux articles 12.1 et 12.2 du texte tarifaire, de soumettre tout différend relatif aux tarifs et conditions de transport à l'adjudication des tribunaux publics, dont la Régie de l'énergie, plutôt qu'à l'arbitrage privé.

DISPOSITIONS TRANSITOIRES :

DÉTERMINER si les tarifs peuvent être seuls déclarés rétroactifs au 1er janvier 2001 ou si cette rétroaction devrait s'appliquer aux tarifs et conditions de transport d'électricité, considérés comme un tout.

Si la Régie rend les tarifs et conditions de transport d'électricité rétroactifs au 1er janvier 2001, **SPÉCIFIER** que les actes validement faits selon l'ancien règlement restent valides, et que toute période antérieure à la décision de la Régie n'est pas comptabilisée dans le calcul des délais nouvellement créés par ces conditions de transport.

FRAIS D'INTERVENTION:

ACCORDER le remboursement des frais des présents intervenants par Hydro-Québec, suivant le *quantum* à être déterminé dans une décision ultérieure.

378. - Le tout, respectueusement soumis.