

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

REQUÊTE RELATIVE À LA DÉTERMINATION
DU PRIX UNITAIRE MOYEN DU TRANSPORT
ET À LA MODIFICATION DES TARIFS
DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

DOSSIER : R-3401-98

RÉGISSEURS : Me **MARC-ANDRÉ PATOINE, président**
M. FRANÇOIS TANGUAY
M. ANTHONY FRAYNE

AUDIENCE DU 28 MAI 2001

VOLUME 27

MICHEL DAIGNEAULT
STÉNOGRAPHE OFFICIEL

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE
procureurs de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me F. JEAN MOREL
Me JACINTE LAFONTAINE
procureurs de Hydro-Québec;

INTERVENANTS :

Me CLAUDE TARDIF
procureur de Action Réseau Consommateurs (ARC) et
Fédération des associations corporatives d'économie
familiale du Québec (FACEF) et Centre d'études
réglementaires du Québec (CERQ);

M. RICHARD DAGENAIS
M. VITAL BARBEAU
représentants l'Association coopérative d'économie
familiale de Québec (ACEF de Québec);

Me ÉRIC DUNBERRY
procureur de l'Association de l'industrie électrique
du Québec (AIEQ);

Me PIERRE HUARD
Mme ISABELLE CÔTÉ
représentants de l'Association des redistributeurs
d'électricité du Québec (AREQ);

Me GUY SARAULT
procureur de la Coalition industrielle formée de :
l'Association québécoise des consommateurs industriels
d'électricité (AQCIE),
l'Association des industries forestières du Québec
limitée (AIFQ),
l'Association québécoise de la production d'énergie
renouvelable (AQPER);

M. PHI P. DANG
représentant Gazoduc TransQuébec et Maritimes inc.;

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER
procureur du Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAMÉ) et Union pour le développement
durable (UDD);

Me DOMINIQUE NEUMAN
procureur de Le Groupe Stop et Stratégies énergétiques
(STOP-SÉ);

Me ANDRÉ DUROCHER
procureur de New-Brunswick Power Corporation (NB
Power);

Me TINA HOBDAV
procureure de New York Power Authority (NYPA);

Me PIERRE TOURIGNY
procureur de Ontario Power Generation (OPG):

Me ÉRIC FRASER
procureur de Option consommateurs (OC);

Me MARC LAURIN
Me MÉLANIE ALLAIRE
procureurs de PG&E National Energy Group Inc. (NEG);

Me HÉLÈNE SICARD
procureur du Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Mme MARCIA GREENBLATT
représentante de Sempra Energy Trading Corporation
(SET);

Me JOCELYN B. ALLARD
procureur de Société en commandite Gaz Métropolitain
(SCGM).

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
 <u>PREUVE DU RNCREQ</u>	
PHILIP RAPHALS	
ELLIS O. DISHER	
EXAMINED BY Me HÉLÈNE SICARD	13
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	85
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER	99
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF	113
CROSS-EXAMINED BY Me PIERRE R. FORTIN	120
CROSS-EXAMINED BY Mr. FRANÇOIS TANGUAY	124
EXAMINED BY MR. ANTHONY FRAYNE :	129
 <u>PREUVE DU STOP-SÉ</u>	
JOANNE LALUMIÈRE	
JACQUES FONTAINE	
INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	140
INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE :	162

LISTE DES PIÈCES

PAGE

<u>HQT-11 doc.2.2</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 66.....	11
<u>HQT-4 doc.1.3</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 70.....	12
<u>HQT-11 doc.2.3</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement 67.....	84
<u>SÉ-STOP-1 doc.5</u> :	L'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des Tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie, présentée par madame Joanne Lalumière.....	142
<u>SÉ-STOP-1 doc.6</u> :	Examen de la robustesse du choix de la méthode 1 PC suivant les tests proposés par la FERC, présentée par monsieur Jacques Fontaine.....	149
<u>SÉ-STOP-1 doc.7</u> :	La tarification du service de point à point à court terme, présentée par monsieur Jacques Fontaine.....	149

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

(8 h 30)

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce vingt-huitième (28e)
jour du mois de mai :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Audience du vingt-huit (28) mai de l'an deux mille
un (2001), dossier R-3401-98. Requête relative à
la détermination du prix unitaire moyen du
transport et à la modification des tarifs de
transport d'électricité.

Les régisseurs désignés dans ce dossier sont :
maître Marc-André Patoine, président, de même que
monsieur François Tanguay et monsieur Anthony
Frayne.

Les procureurs de la Régie sont maître Pierre R.
Fortin et maître Jean-François Ouimette.

La requérante est Hydro-Québec, représentée par
maître F. Jean Morel et maître Jacinte Lafontaine.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

Me JACINTE LAFONTAINE :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Les intervenants sont :

Action Réseau Consommateurs, Fédération des associations corporatives d'économie familiale, et Centre d'études réglementaires du Québec, représentés par maître Claude Tardif.

Me CLAUDE TARDIF :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Association coopérative d'économie familiale de Québec, représentée par monsieur Richard Dagenais et monsieur Vital Barbeau.

Association de l'industrie électrique du Québec, représentée par maître Éric Dunberry.

Association des redistributeurs d'électricité du Québec, représentée par maître Pierre Huard et madame Isabelle Côté.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

Coalition industrielle, formée de : l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, l'Association des industries forestières du Québec limitée et l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable, représentées par maître Guy Sarault.

Me GUY SARAULT :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Gazoduc TransQuébec et Maritimes inc., représentée par monsieur Phi P. Dang.

Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable, représentés par maître Jean-François Gauthier.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Groupe STOP et Stratégies énergétiques,
représentés par maître Dominique Neuman.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

New-Brunswick Power Corporation, représentée par
maître André Durocher.

New York Power Authority, représentée par maître
Tina Hobday.

Ontario Power Generation, représentée par maître
Pierre Tourigny.

Option consommateurs, représentée par maître Éric
Fraser.

PG&E National Energy Group Inc., représentée par
maître Marc Laurin et maître Mélanie Allaire.

Regroupement national des conseils régionaux de
l'environnement du Québec, représenté par maître

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

Hélène Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Sempra Energy Trading Corporation, représentée par
madame Marcia Greenblatt.

Société en commandite Gaz Métropolitain,
représentée par maître Jocelyn B. Allard.

Y a-t-il d'autres personnes dans la salle qui
désirent présenter une demande ou faire des
représen-tations au sujet de ce dossier?

Je demanderais par ailleurs à chaque intervenant
de bien s'identifier à chacune de leurs
interventions pour les fins de l'enregistrement.
Merci.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Maître Morel.

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les

régisseurs.

LE PRÉSIDENT :

Je vois que le contentieux est au complet ce matin.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, oui, et fortement appuyé; oh! surveillé.
Excusez! Ça devrait aller mieux. J'aimerais comme d'habitude, pour vous faire plaisir en commençant la journée, déposer des réponses d'Hydro-Québec à certains engagements. Premièrement, la réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 66 déposée comme pièce HQT-11 document 2.2.

HQT-11 doc.2.2 : Réponse d'Hydro-Québec à
l'engagement numéro 66.

J'en aurai plus qu'une réponse, Madame la greffière, peut-être reporter la distribution à plus tard. Deuxièmement, la réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 67 déposée comme pièce HQT-11 document 2.3. Monsieur le Président, je me rétracte, je n'ai pas encore déposé la pièce HQT-11 document 2.3, et je vais retarder quelque peu son dépôt pour qu'elle soit révisée, donc retrait. Et la réponse d'Hydro-Québec, cependant, à l'engagement numéro 70 déposée comme pièce HQT-4 document 1.3.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

HQT-4 doc.1.3 : Réponse d'Hydro-Québec à
l'engagement numéro 70.

2.3 est retiré, je ne l'avais pas remis.

LE PRÉSIDENT :

C'est parce que ça lui tentait de m'enlever ce que
vous me donniez.

Me F. JEAN MOREL :

Ah! non, non. C'est si peu.

LE PRÉSIDENT :

Non, mais c'est parce qu'on... Vous en avez un,
vous aussi, qui vous retire ce que vous avez.

Me F. JEAN MOREL :

Ça complète le dépôt de ce matin. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci beaucoup. Maître Sicard, c'est à
votre tour ce matin.

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour, Messieurs les régisseurs. Alors, nous
allons continuer la présentation sur les thèmes 5
et 6. Le panel est composé de monsieur Philip
Raphals et monsieur Del O. Disher. Maintenant, on
a remis à

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

PRÉLIMINAIRES

madame la greffière sept documents qui sont déposés en liasse et qui sont numérotés de 1 à 7; il s'agit de RNCREQ numéro 22. Ce sont des documents qui viennent en ajout de la preuve des experts et auxquels les experts vont faire référence dans leur présentation aujourd'hui. Alors, Messieurs, you are still under the same oath.

LE PRÉSIDENT :

Oui, sur le même serment.

IN THE YEAR TWO THOUSAND AND ONE, on this twenty-eighth (28th) day of May, PERSONALLY CAME AND APPEARED:

PHILIP RAPHALS

ELLIS O. DISHER

WHO, after having made a solemn affirmation, doth depose and saith as follows:

EXAMINED BY Me HÉLÈNE SICARD :

Il ne s'agit pas de feuillets de présentation, ce sont des textes. Je ne pense pas que ce soit nécessaire que vous attendiez de les avoir, Maître Morel.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

Me F. JEAN MOREL :

C'est parce que je suis curieux de nature. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Dans la pièce RNCREQ-18, j'imagine que ça va être ça la base de leur témoignage ce matin?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

C'est la section 5, Rates...

Me HÉLÈNE SICARD :

Il y a plus que la section 5.

M. PHILIP RAPHALS :

R. Monsieur le Président, il y a plusieurs chapitres qui sont à l'intérieur...

LE PRÉSIDENT :

Interreliés.

M. PHILIP RAPHALS :

R. ... des thèmes 5 et 6, les chapitres 3 sur les rabais, 4 sur les ajouts et modifications du réseau, chapitre 5 sur les tarifs, chapitre 6 sur la desserte de la charge locale sans une convention en réseau

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

intégré, le chapitre 7, la conformité avec les dispositions du Règlement 659, et le chapitre 9, conditions de service, ainsi que certaines réponses.

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui. Plus RNCREQ-22, là, que vous nous donnez ce matin.

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Vous prévoyez combien de temps à peu près pour la présentation ce matin?

Me HÉLÈNE SICARD :

Probablement une heure à une heure et quart, parce qu'il y a des, vous allez voir dans le témoignage, il y a certains ajustements qui ont été faits suite aux ajustements qui ont été faits dans la preuve d'Hydro-Québec. Alors, c'est ça qui va nous demander un peu plus de temps.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Merci.

M. PHILIP RAPHALS :

R. Alors je commence?

LE PRÉSIDENT :

Oui, on vous écoute.

- R. Alors, avec votre permission, je vais continuer en anglais pour le bénéfice de mon collègue.

LE PRÉSIDENT :

Bien sûr.

M. PHILIP RAPHALS :

- A. First of all, there are a few additional errors that we have identified in our written evidence in these chapters which I would like to correct, bring to your attention.

(8 h 45)

On Page 33, in the first paragraph, fifth line, the first word should be "Assignment" rather than "Attribution". In French, it is "attribution", but in English, it is "assignment". On Page 41, in the second table, the table in the middle of the page, in the left-hand column, the second row ends with the expression "(Attachment H)", in parentheses; that should actually be on the -- I am sorry -- the second, the left-hand column, the second row says "(Attachment H)", the expression "(Attachment H)" should go with the third row rather than the second row, in other words with the "residual revenue requirement".

On Pages 54 and 55, starting at the bottom of Page 54, there is an excerpt from a FERC decision on Commonwealth Edison; I have realized that there was no citation provided for that decision, the citation is 78 FERC, Page 61,090, docket number ER96-2367-000, dated January thirty-first (31st), nineteen ninety-seven (1997).

LE PRÉSIDENT :

Pouvez-vous recommencer?

M. PHILIP RAPHALS :

- A. Excusez-moi. Alors, c'est 78 FERC, 61,090, docket number ER96-2367-000, en date du trente et un (31) janvier mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997).

And finally, in our responses, which I believe is RNCREQ-19, on Page 5 of the first document...
c'est prêt?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

M. PHILIP RAPHALS :

- A. Alors, sur la page 5, le troisième paragraphe complet qui commence, "If however the Régie does...", the next word is missing, it should be "not", "If the Régie does not take these steps..."
Petite différence

importante. Alors je m'excuse pour ces erreurs.

LE PRÉSIDENT :

Ça va.

M. PHILIP RAPHALS :

- A. So now, in this presentation, we will touch very briefly on the main points of our filed testimony with respect to Themes 5 and 6. At the same time, we would also like to take this opportunity to comment on modifications in Hydro-Québec's testimony since ours was filed.

In some cases, this will involve simply commenting on additional evidence that Hydro-Québec has brought forward; in other cases, however, where the Utility has actually modified its pre-filed testimony, on which ours was based, we will look at those modifications in detail and indicate, first of all, which parts of our written testimony no longer apply to the revised testimony, and when appropriate make additional comments on the revised testimony.

So first, I would like to look at the question of rates, which is Chapter 5 of our evidence, and to start with the question of 1-CP versus 12-CP. In our evidence, following Dr. Orans' written testimony, we described Hydro-Québec's proposed rate structure as

1-CP for annual point-to-point rates and 12-CP for shorter terms.

Since then, there has been much confusion created around whether the short-term rates really are 12-CP or not. Dr. Orans sought to make a distinction between the use of the 1-CP cost allocator in determining the rate design and the use of 12-CP billing determinants in fixing charges for short-term service.

However, this distinction ultimately fails, for the simple reason that there is no explicit cost allocation in Hydro-Québec's methodology but only the implicit cost allocation that emerges from applying the tariff itself. As Dr. Orans himself observed -- the reference is Volume 20, Page 29,

... you do not even have to go to cost allocation, if you have a revenue requirement and you have a billing determinant, that determine the rate by class.

End of quote. Thus there is no explicit cost allocation between native load, network customers, and point-to-point users in Hydro-Québec's methodology, or for that matter in FERC's

methodology. Instead the cost allocation emerges from the rates -- from both the point-to-point rates and the mechanism for determining charges for native load, in contrast to traditional cost-of-service regulation, where costs are first allocated in order to fix the rates.

The waters were further muddied by the introduction of a number of irrelevant issues such as the fact that discounts are possible from short-term rates and that rates for periods shorter than one month are not strictly derived pro rata from the monthly rate. But the fact remains that, for instance, in the table describing the derivation of point-to-point rates, which is on Page 26 of HQT-10, that annual point-to-point rates are derived by dividing the revenue requirement by the annual peak, which is the definition of 1-CP, and monthly rates are derived by dividing the revenue requirement by the sum of twelve monthly peaks, which is the definition of 12-CP.

As we wrote in our filed testimony, the use of different billing determinants for long-term and short-term service is, to our knowledge, unprecedented. Hydro-Québec has not identified any company that does this. Indeed, in every one of the American and Canadian companies surveyed by Hydro-Québec in its "balisage" -- with the exception of

Alberta which does not use these categories at all -- the monthly rate is indeed precisely one twelfth (1/12) of the annual rate.

The same is true for the four additional American utilities which use 1-CP, the rates of which are described in HQT-10, Document 1.7.13, in response to an undertaking requested by Mr. Frayne.

It is also incorrect in our view to describe the choice between 1-CP and 12-CP as an issue of price signal since in either case, there is no price signal to direct usage toward off-peak months. Thus it was misleading of Mr. Chéhadé to suggest -
- Page 64 of Volume 19 -- that 12-CP is, and I quote,

... une méthode qui, appliquée à un réseau qui devrait être 1-CP, donne un signal de prix inefficace puisque ça ne reflète pas la valeur du service. Ainsi, les déplacements de charges vers les mois de pointe n'entraîneraient aucune hausse de facture. Et l'inverse est vrai; les déplacements de charges des mois de pointe vers les mois hors pointe ne montreraient aucune baisse de facture.

This is true whether monthly rates are based on 1-CP or on 12-CP, since the rate is the same for all months. Thus transferring point-to-point service from one month to another, from peak to off-peak or vice versa, would in now way result in reducing or increasing bills. The issue is that it is not one of price signals but one of the allocation of costs between native load and point-to-point service, and in particular Hydro-Québec's exports, and more specifically between residential load and exports. Mr. Chéhadé went on to say -- the same page,

Donc, ne pas suivre la planification du réseau, c'est une solution qui n'inciterait pas les clients à prendre les bonnes décisions. Ce serait une solution qui serait au désavantage de tout le monde, tant des clients de point à point que de la charge locale. Imaginez-vous tout simplement le distributeur qui voudrait prendre, à Hydro-Québec, qui voudrait prendre des mesures d'efficacité énergétique pour réduire sa pointe et qui n'aurait pas aucune baisse de facture en conséquence. Pour toutes ces raisons, nous ne pouvons rien, choisir rien d'autre qu'une 1-CP.

The problem that Mr. Chéhadé describes is a real one, but it applies precisely to the rate structure proposed by Hydro-Québec. Given that the charge to the distributor is fixed until the next rate case and that it does not depend on peak load either in two thousand one (2001) or in subsequent years, there is indeed no incentive for the distributor to reduce its peak demand in the short or even the medium term. Once again, as Mr. Chéhadé acknowledged, Page 76,

Pour la charge locale, la facture est établie en début d'année à partir de la prévision de la pointe annuelle et elle n'est pas modifiée par la suite s'il y a des écarts entre la pointe annuelle réelle et la prévision.

However, as we shall see in a few moments, the pricing formula for network service in Regulation 659, that Hydro-Québec now seeks to change, and which in any event it has never followed, would indeed give the distributor a financial incentive to reduce peak demand on a month-to-month basis.

It seems clear that based on FERC's screening tests, Hydro-Québec would indeed be eligible to use 1-CP. The choice is nevertheless not automatic and, in our view, is not desirable in Hydro-

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

Québec's case. The

real justification for setting billing determinants and hence allocating costs, based on the annual peak in a system with a pronounced annual peak, is one of cost causation.

Under this principle, if a significant portion of system costs would have been unnecessary were it not for the January peak, these costs should be paid primarily by those who caused that peak. In Québec, we have seen that the annual peak is largely due to residential space heating, and thus a 1-CP cost allocation has the effect of assigning a relatively large share of the imbedded costs of the transmission system to native load and ultimately to residential users.

The other side of that coin is that point-to-point users, who are responsible for a lower percentage of system use during the annual peak than during other months, would pay a proportionally lower share. Thus again, Mr. Chéhadé, Page 64,

... l'utilisation d'une 12-CP pour un réseau qui planifie selon une pointe annuelle ne serait pas équitable pour les clients, parce qu'une 12-CP a tendance à répartir les coûts dans le temps, donc, de diluer, aurait comme

conséquence de diluer les coûts pour un client qui contribue fortement à la pointe, c'est-à-dire que les autres clients devraient payer la différence.

It is quite true that a 12-CP allocation would spread some of the cost burden related to the annual peak among other users, it is up to the Régie to determine whether or not this is desirable. We have heard that the primary causative agent of Québec's annual peak is residential space heating. Thus if rates are to be determined by economics alone, it is residential users that should pay "le gros prix", and 1-CP is the appropriate allocator.

But as Minister Brassard stated in the passage, which we quoted on Pages 47 and 48 of our testimony, one of the key elements of the "pacte social" is that other users should share the costs associated with the residential service. It is of course possible, via the distribution rates, to spread those costs among other categories of end users within Québec; however, this mechanism would not allow them to be shared among other users of the transmission system, including both Hydro-Québec in its merchant function and third-party users.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

Thus whereas blind adherence to the cost causation

principle would indeed lead to a 1-CP allocation, the use of 12-CP would allow the cost burden resulting from residential demand to be shared with point-to-point users as well as with other rate classes within Québec. In our view, respect for the "pacte social" should therefore dictate the systematic use of 12-CP both for network, native load service and for all point-to-point rates.

Now to turn to the question of network rates. Hydro-Québec is proposing to modify the text of Section 34 of the tariff in a number of ways. In fact, it has indicated that it had never applied these sections literally at all; instead, it is proposing to modify the tariff in accordance with its practice in recent years.

As we explained on Page 43 of our filed testimony, one aspect of this modification is to calculate the network rate on an annual basis and thus to shift from the 12-CP basis implicit in the *pro forma* language to a 1-CP basis. We advise against this modification for the reasons we just described.

At the same time, Hydro proposes to modify the definition of load ratio share in a way that significantly changes the operation of the tariff as a whole. As we noted in Section 5.2.2 and 5.3.1 of

our testimony, and in particular on Page 46, the load ratio share mechanism in the *pro forma* tariff, adopted *verbatim* in 659, result in transmission revenues which almost precisely equal the revenue requirement, without the use of a *post facto* true-up mechanism.

At the same time, it ensures a cost allocation in which the share of the revenue requirement paid by network customers is reduced in proportion to point-to-point reservations, regardless of actual usage or of revenues, which vary with discounts.

Hydro-Québec's proposal modifies both of these key features of the *pro forma* tariff. In fixing network rates based on a net residual revenue requirement, from which forecast point-to-point revenues have already been removed, the automatic true-up mechanism is so to speak disabled, resulting in a situation where any difference between forecast and actual revenues revert to the shareholder. At the same time, since those forecasts are made based on point-to-point revenues rather than based on usage or reservations, a higher proportion of system costs are allocated to network or native load than would be the case under the existing formula.

This problem is aggravated because Hydro has chosen

to base their forecast on average revenues back to nineteen ninety-seven (1997). For most of those years, short-term point-to-point service was heavily discounted, by seventy (70%) to ninety percent (90%) on average, resulting in a forecast amount of just eleven million dollars (\$11 M) for two thousand one (2001).

As indicated in the table on Page 27 of RNCREQ-19, Response 2.1 to Hydro-Québec, the average revenues that would correspond to short-term reservations over this period without discounts would have been some fifty-three point seven million dollars (\$53.7 M). Since undiscounted revenues are indeed proportional to reservations, this figure in fact provides a rough approximation of the results that would have occurred if the *pro forma* tariff had been applied "tel quel". Indeed the actual undiscounted revenues for two thousand one (2001), seventeen million dollars (\$17 M) for the first four months, if extrapolated to the full year confirm this general order of magnitude.

Seen in this way, Hydro-Québec's improvement over the *pro forma* tariff would result in shifting some forty million dollars (\$40 M) of cost each year, a difference between fifty some million (\$50 M) resulting from undiscounted point-to-point to eleven

million (\$11 M) based on the historical discounts, thus would result in shifting some forty million dollars (\$40 M) of cost each from point-to-point service to native load.

Now Mr. Chéhadé, in his oral testimony, mentioned a number of utilities as precedents for Hydro-Québec's proposal. He mentioned utilities that use 1-CP, utilities that apply revenue credits for both firm and non-firm short-term service, and utilities that have the same problem as Hydro-Québec with respect to load ratio share.

We have looked at the relevant provisions of the tariffs of several, not all of these companies, and we would like to share our observations with you.

First, we must acknowledge that, indeed, there are examples of U.S. utilities that have adapted the load ration share mechanism for an annual peak, as well as utilities that apply revenue credits differently than called for in the *pro forma* tariff.

We find it striking, however, that despite the considerable diversity in their tariffs, not one of these tariffs suffers from the fundamental flaw we described earlier: the possibility of significant over-recovery when point-to-point revenues exceed

forecasted revenues.

Despite the variations on the *pro forma* language that these companies have applied, they have all retained this essential feature -- an automatic true-up mechanism that ensures that the revenue requirement is met but not exceeded.

(9 h)

Let us start with Duke Power, one of the few major U.S. utilities to use 1-CP. Excerpts from Duke's transmission tariff are found in RNCREQ-22, document 1, which I believe you have. You will see that section 34 of Duke's tariff is virtually identical to that of the *pro forma* tariff and of Regulation 659.

Similarly, the wording of Attachment H is also identical: it specifies the Annual Transmission revenue requirement for purposes of Network Integration Service and states that this amount shall be effective until amended.

I discussed this tariff with Janet Hager, Manager for Rate Design and Analysis at Duke Power. And she authorized me to mention her name in this testimony.

Based on these discussions, I can confirm that Duke does indeed respect the Section 34 mechanism to the letter, carrying out the load ratio share

calculations each month, based on the actual peak load and firm reservations in effect at the peak hour -- no matter how short the duration of those reservations. The resulting load ratio share is then multiplied by one twelfth of the revenue requirement specified in Attachment H to give the monthly network billing.

The amount in Attachment H is thus a true revenue requirement, not simply the amount to be billed to network load. On this point, Ms Hager pointed out that the result of the mechanism is indeed to cap revenues at the stated amount, which, in Duke's case has remained unchanged since nineteen ninety-four (1994).

She further confirmed that, under this mechanism, any discounts offered for firm service are in effect, you shall excuse the expression, eaten by the shareholder. This largely explains why Duke offers discounts for non-firm service, but almost never for firm service.

Finally, she indicated that Duke considers the use of 1-CP for point to point rates -- of all durations by the way -- to be disadvantageous to the company in that it results in a revenue shortfall when applied together with the implicit 12-CP approach of the load

ratio share calculation.

It should be noted that Duke's choice of 1-CP predates Order 888. Thus, when it was made, it was applied only to third party point to point customers. Ms Hager further explained that, while Duke would indeed prefer to switch to 12-CP rates, because they would produce more revenue, the shortfall to date has not been great enough to justify the cost of undertaking a rate case at FERC.

If I may turn to another example, Central Vermont Public Service, CVPS, was cited by Mr. Chéhadé on a number of occasions. On page 75, he cited it as a company which has modified the load ratio share to avoid the "methodological error" identified by Hydro-Québec. The excerpts from the CVPS tariff are in document 2 of our attachments.

CVPS has indeed modified Section 34, but to avoid the revenue shortfall mentioned by Duke, resulting from using 1-CP for point to point rates and 12-CP for network rates. But this methodological error, the one mentioned by Ms Hager, has nothing to do with the one invoked by Hydro-Québec. As we see in the tariff, CVPS has modified Section 34.3 such that the denominator of the load ratio is not the monthly peak, but the annual peak, with the result indeed

that all rates, network rates, are based on 1-CP.

However, it is important to note that this denominator is nevertheless adjusted as in the pro forma tariff, as in Regulation 659, to include point to point reservations and monthly peak. It does suffer from the same so-called methodological error described by Hydro-Québec.

As we explained in response to question 1.1, in response to Hydro-Québec's second series of questions, which is the last item in RNCREQ-19 en liasse, this is only a methodological error if the load ratio share calculation includes service categories for which a revenue credit has already been subtracted from the revenue requirement in Attachment H. In other words, it is in first subtracting projected revenues for point to point service and then, again, using them to adjust the load ratio share that this type of methodological error could arise.

Although the CVPS revenue requirement does indeed include revenue credits for additional categories of service beyond those specified in the pro forma tariff, because these are modifications from pro forma tariff, the same categories are excluded from the load ratio share calculation. There is thus no

methodological error at all in CVPS tariff.

Unlike Hydro-Québec, however, CVPS did take the trouble to modify the tariff in order to allow this approach, in order to explicitly allow this approach, rather than simply disregarding the provisions, the relevant provisions as Hydro-Québec has done and -- as Hydro-Québec has done. We will return to this question of respect for tariff language a little later on.

The CVPS tariff is also of interest in the way the revenue requirement is described which is in Attachment H-1. You will see it is quite lengthy. Rather than stating a dollar amount which is to remain in effect until modified, which is the pro forma language, Attachment H-1 instead provides a formula for deriving the revenue requirement each year, based on cost data filed with FERC in its annual Form 1 report.

Since Form 1 data is by definition retrospective, a true-up mechanism is provided to ensure that only the authorized revenue requirement is recovered. Thus, in the first paragraph of Attachment H-1, we read, I quote:

For Network Integration Transmission

Service, the Transmission Provider shall render estimated bills based on the Transmission Provider's estimated cost for the year. Estimated bills for each calendar year shall be trued-up to reflect the Transmission Provider's actual costs based on its FERC Form 1 for that calendar year no later than June 1st of the subsequent calendar year. True-ups shall include charges or credits for under-charges or over-charges at interest rates established pursuant to 18 C.F.R. section 35.19a.

The use of this true-up mechanism further implies that any over or under collection resulting from the forecasts used to determine the revenue credits used in calculating the revenue requirement are also trued-up -- the exact opposite of Hydro-Québec's proposal whereby the shareholder absorbs all such differences.

On Pages 73 and 74 of the same volume of transcriptions mentioned earlier, Mr. Chéhadé states that BC Hydro, Boston Edison and Vermont Electric, Velco, have found themselves in the same situation as Hydro-Québec and have simply passed on the full revenue requirement to native load. I do not follow how this could be the case for Velco as this is a

transmission only company with no native load.

As we see in RNCREQ-22, document 3, Velco does indeed use standard language for Section 34. And like CVPS, it uses a formula to define its revenue requirement based on the most recent monthly data available. It uses a slightly different true-up mechanism, however, providing for retroactive adjustments in the event that charges for a particular month result in over recovery or under recovery of Velco's actual cost.

As for BC Hydro, document 4, the language in Section 34 and in Attachment H are almost, if not exactly, literally taken from the pro forma tariff. We have also included at the end of the attachment the document entitled "Wholesale Transmission Service Pricing. Simplified Guide", which we referred to in our testimony, which explains the load ratio share mechanism in more straightforward language in the first paragraph of the last page of this attachment.

While Hydro-Québec has suggested that, in practice, BC Hydro does not respect these provisions, we are not aware of any documentary evidence to this effect.

Finally, these various examples clearly support our contention that in the existing Regulation 659, the amount in Attachment H must be read as a

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

revenue

requirement -- even if it is, as Hydro-Québec suggests, a net residual revenue requirement -- and that it should not be read as an amount simply to be built for network or native load service. This is important for assessing Mr. Chéhadé's assertion, volume 19, page 74, that there has been no "surfacturation" since "les revenus ne couvrent pas les revenus requis".

In Hydro-Québec's evidence, it has compared revenues in recent years to its current estimate of the revenue requirements for those same years. However, Attachment H clearly states that the revenue requirement remains fixed until such time as it is modified. And it has not been modified since it was adopted in nineteen ninety-seven (1997). Thus, just as Duke Power is still collecting its nineteen ninety-four (1994) revenue requirement, any revenues collected by TransÉnergie, additional to the approved revenue requirement, must be regarded as excess revenues.

Seen in this way and assuming, because as we have noted Hydro-Québec suggested its real revenue requirement in ninety-seven ('97) was twenty-five zero nine million (25,09 M) and not the twenty-two sixty (22,60) that is in Attachment H, seen in this way and making this assumption, it is clear that

there has been over-collection at least in the year two thousand (2000) when total revenues of two thousand five hundred and eighty million (2,580 M) exceeded the nineteen ninety-seven (1997) revenue requirement by seventy-one million dollars (\$71 M).

So, in other words, given the fact that Attachment H specifies fixed revenue requirement, which is fixed until modified, we submit that the actual revenues in the year two thousand (2000) do represent an over-collection.

I would like to turn now to the question of discounts which is addressed in chapter 3 of our testimony. In this chapter, we analyze Hydro-Québec's proposed policy for the discounting of point to point tariffs, in light of the record in recent years. We concluded: one: the massive discounts in nineteen ninety-seven (1997) through nineteen ninety-nine (1999), almost exclusively used by HQ Production resulted in a significant under-collection of point to point revenues; two, that the vast majority of the point to point transactions during these years would have taken place even without discounts since Hydro-Québec has no alternative, but eventually to export its hydraulic surplus; three, that these discounts therefore violated the criterion described in Order 888-A that: "A transmission provider should discount

only if necessary to increase throughput on its system", and therefore; four, that they constitute an example of affiliate abuse.

We, therefore, urge the Régie to order TransÉnergie not to offer such discounts except when it can demonstrate that they would indeed increase its total point to point revenues over the long term, and we recommended that, for the present, prior authorization by the Régie be required before such discounts are offered.

Then, in response to question 1 of the Régie, we analyze the discount issue in relation to Hydro-Québec's buy-sell transactions. And we concluded the discounts which actually led HQP to increase its import -- for subsequent export -- would indeed increase TransÉnergie's revenues, as long as this increase was not outweighed by the resulting decrease in revenues for transfers which would have taken place anyway, the hydraulic surplus.

Given the relatively small level of imports for these years compared to the export volume, which can be seen in -- this is found on the National Energy Board Website -- we do not believe that increased revenues from buy-sell transactions were a significant factor in the years ninety-seven ('97) through June two

thousand (2000) on which the current application is based. While the exports have indeed increased dramatically, market conditions are now such that the transmission tariff creates no impediment to these transactions.

Finally, in response to question 2.2 of the Régie, we explained that the actual effects of excessive discounting depends on the methodology used to set network and native load rates, which we just discussed. The adverse implications of excessive discounting for native load could for the most part be avoided if the load ratio share mechanism in the current existing tariff were indeed applied because of the built-in true-up mechanism.

We further propose two minor modifications to the calculation of total system load in order to ensure that there is -- in order to close a loophole if you will. One, treating non-firm reservations as equivalent to firm for the purpose of the load ratio share calculation, since given the lack of congestion on the system, the two services are functionally equivalent. This would have the effect -- this would ensure that the hydraulic surplus is indeed taken into account in the adjustment and that one cannot avoid this by simply exporting it under non-firm reservations than firm reservations.

And secondly, to base the calculation on average monthly reservations rather than those during the precise peak hours, again to avoid the situation where the exports could take place at any time other than the monthly peak and, therefore, avoid being taken into account in the load ratio share calculation.

However, in the event that Hydro-Québec's proposal modifying Section 34 in fixing native load rates is adopted, the affiliate abuse problem with respect to excessive discounting remains real. Furthermore, the proposal to permit different levels of discounts for different paths which, under normal circumstances, would be unproblematic, indeed which has already been adopted by the FERC, further increases the danger or the possibility of abuse. And if there is nothing to prevent Hydro-Québec from discounting paths it uses more than those than its competitors use.

Hydro-Québec made no attempt to refute our arguments regarding the export of hydraulic surplus. Instead, in HQT-4, document 1.1, it proposes a new discount policy which it claims resolves all these problems. The proposed new policy is that in the future discounts will not be offered unless, one, actual point to point revenues begin to decline and, two, that decline is due to an excessively high

transmission tariff in relation to market conditions.

(9 h 15)

While in the short term the question becomes academic, this new policy in fact does not really resolve the problems we identified at all. First, when Mr. Roberge testified there would probably be no discounts for the next two to five years, he also acknowledged that this forecast itself could change, could conceivably change within the next six months, given the unpredictable nature of today's energy markets.

More important, while these guidelines may indeed be useful in determining when to begin to apply discounts, they offer no guidelines whatsoever from that point on, in that they fail to indicate how much of a discount should be applied, when, and on which paths. And despite Mr. Roberge's initial suggestion that Hydro-Québec would submit its discounting methodology to the Régie for approval, Mr. Bastien quickly closed that door.

Our concerns therefore remain, and a number of different approaches could be employed to address them. As third-party use of the transmission system is increasing, blanket elimination of discounting would not be the best solution. The key point is to ensure that Hydro-Québec pays the full point-to-point

rate for the export of its hydraulic surplus, since these exports will have to happen with or without discounts and because the volume is so great compared to other use.

But this could be accomplished either directly or indirectly. The indirect approach would simply require ensuring that, even if the transactions take place at discounted prices, the adjustments to charges for native load service are based on the reserve capacity and not on the discounted revenue stream. This would simply require applying the load ratio share mechanism that is currently in Section 34 of the tariff, preferably with the two modifications I mentioned earlier.

The direct approach would actually involve limiting Hydro-Québec's ability to take advantage of the discounts that it offers to others on the OASIS system. While this may seem like an unusual approach, I would like to draw your attention to a recent decision from the FERC -- which is in RENCREQ-22, doc. 5 -- in which FERC allowed Bangor Hydroelectric Company to offer discounts to specific customers when it is shown that these discounted rates would indeed increase overall transmission revenues, but at the same time not to offer these discounts to other users.

This very brief decision is an approval of the settlement. If you, I didn't include it but if you wish to look deeper into this, the previous document in the file, which is called, "Certification of Uncontested Settlement", sheds considerably more light on the details of the case; that was filed, that was issued by FERC on December eleventh (11th), two thousand (2000), and I would be happy to submit a copy if you are interested.

Thus in this decision, again FERC allowed Bangor to offer discounts to specific customers, because it had been shown the discounted rates would indeed increase overall transmission revenues, but at the same time not to offer those discounts to all users over OASIS, thus to make an exception to the general discount policy where all discounts must be made available to all parties.

At the same time, FERC rejected an element of the settlement because the settlement has specified that this general approach could be used in the future as long as the party attested to the fact that it would make additional transfers with the discount that it would not make otherwise, FERC rejected this generic application of the concept and said that it could only be applied on a case-to-case basis.

Thus while Bangor is an example of providing a specific discount to a specific customer, the same principle could also be used to allow the Régie to restrict these discounts by a specific customer -- in this case an affiliate of the transmission provider

-- due obviously to the unique circumstances at hand.

To the best of my knowledge, FERC has never been called upon to address a situation remotely similar to this one. Nevertheless, given on the one hand FERC's emphasis on the risk of affiliate abuse with respect to discounts, which we mentioned in our testimony, and on the other, its openness to customer specific discounts tailored to individual situations, we see no reason why a reasoned restriction on Hydro-Québec's use of its own discounts should be objectionable.

Of course, the details of such an approach would be, need to be carefully designed, and we haven't made a specific proposal because it is not clear to us that you have an interest in going in that direction. If you like, we would of course be willing to provide further suggestions of how such a solution might be designed.

I would like to turn now to the question of additions to the transmission grid, which we described in

Chapter 4 of our testimony. As you know, Mr. Chéhadé's presentation of the proposed treatment for additions to the grid differed markedly from his written evidence. At the Régie's request, Hydro-Québec submitted a revised version of section 3 of HQT-10, doc. 1.

Despite Mr. Bastien's insistence that the written evidence was already clear, and that this new version only clarified it further, in our view it has indeed dramatically changed Hydro-Québec's proposal.

After reviewing the modifications, engagement 61, we are still convinced that our reading of the original text was correct, and that the new text represents a substantial departure from that original testimony.

The original text, while unlikely to win any awards for clarity or for style, nevertheless did present a coherent and unambiguous meaning, on which we based our analysis. It clearly addressed the three types of service: native load, in section 3.1, and network and point-to-point service in section 3.2. In this latter category, it then distinguishes between the two categories of additions recognized in Regulation 659, network upgrades, section 3.2.1, and direct assignment facilities in section 3.2.2.

The former, network upgrades, or "amélioration du réseau" are defined in section 1.3 of the tariff, in its French version, and the latter, "installations d'attribution particulière" are defined in section 1.24, again of the French version; the text with respect to this latter category further emphasised that "Installations d'attribution particulière" refers principally to interconnections and to substations.

Section 3.1 of the original testimony stated that all additions relative to native load would be rolled into transmission tariffs, and section 3.2.1 specified the same treatment for network upgrades for third-party service, in a sentence which has been deleted from the revised text, which read,

*Il est proposé que les coûts
d'investissements associés aux
améliorations du réseau global
soient intégrés à la base de
tarification du transporteur
puisque'elles procurent des bénéfices
à l'ensemble des clients du
transport.*

Section 3.2, on the other hand, concerning "les installations d'attribution particulière", proposed that,

*... les ajouts de capacité réalisés
pour répondre aux besoins
particuliers...*

same word as "installations d'attributions
particulières", donc,

*... les ajouts de capacité réalisés
pour répondre aux besoins
particuliers -- this word
"particuliers" has also been deleted
from the revised text -- d'un
client... soient intégrés au coût de
service de transport, jusqu'à
concurrence du tarif annuel de
transport ou de son équivalent.*

The distinction between equipment that benefits all users, section 3.2.1, and equipment that meets the particular needs of a client, section 3.2.2, corresponds precisely to the distinction between network upgrades and direct assignment facilities made by FERC in the *pro forma* tariff and in a vast number of decisions, and which is of course also retained in the definitions in Regulation 659.

Thus, it was quite clear in the original text that the mechanism described under the heading, "modalités d'application", which required a capital contribution

for the customer for investments exceeding a certain level, referred to Direct Assignment Facilities and not to Network Upgrades. We see no way that the filed testimony could be read in any other way.

As I just mentioned, the text of this section referred in particular to interconnections, "raccordements", and this term recurred in each paragraph on pages 39 and 40 of the original text. It was also used in the title of the table on page 41, "Illustration du partage des frais reliés au raccordement d'un client de transport", thus clearly distinguishing it from section 3.2.1, which referred to "des améliorations du réseau global qui améliorent celui-ci à l'avantage général de tous les usagers du réseau".

There is thus no question in our minds that the new document represents a substantial modification of Hydro's evidence on this point, and not a mere clarification.

The first important change is the application of the capital contribution mechanism to network upgrades for third-party users. That is, rather than rolling in the full cost of upgrades, they are rolled in only up to the equivalent of the annual tariff, with a capital contribution required from the customer for

any costs that exceed this amount.

This indeed represents an improvement over the original version, in that it is a form of incremental pricing, such as that described in FERC's Transmission Pricing Policy Statement. Indeed, we recommended precisely such a change in the last paragraph of page 33 of our written testimony.

In other words, rather than rolling in the full cost of any transmission, of any network upgrades required for third-party users, that incremental costs be charged to those users.

The second and most surprising modification in the change is the definition of "Installations d'attribution particulière", or in English, Direct Assignment Facilities, which in our testimony we referred to by the acronym DAF. The original text is entirely consistent with the standard use of this term in the electric industry.

The definition given in the revised text, however, in the last paragraph of the new section 3, whereby DAF's refer only to interconnection equipment between a producer and an end-use consumer, which does not involve any interconnection with the transmission grid, is entirely inconsistent with the meaning of

this term in the electric industry and as the term is used by FERC.

To illustrate this point, we note that Order 888 addressed the question of direct assignment of expansion costs, direct assignment to the generator of expansion costs, in the following terms, quoting from page 312 of Order 888:

As we stated in Northeast Utilities, if the cost of expansion is directly attributable to a customer's request for transmission service and the expansion would not be undertaken "but for" that customer's request, then it is reasonable to assign the cost of expansion to that customer. If we were not to allow the direct assignment...

and that is the term, "direct assignment of facilities",

If we were not to allow the direct assignment of expansion costs to the customer causing the expansion, then other customers would subsidize the new customer's use of the transmission system.

Direct Assignment Facilities in the *pro forma* tariff are therefore the mechanism by which these expansion costs, which would not take place "but for" the customer's request, are charged directly to that customer.

In recent years, there have been quite a number of FERC decisions adjudicating disputes as to whether or not a particular facility should be treated as a network upgrade or should be treated as a Direct Assignment Facility, that is directly assigned to the customer for whose benefit it was built.

To mention just one such case, which has only recently been set for hearing, and therefore has not been resolved, the New England Power Company, or NEPCO, has been unable to agree with its transmission customer Rhode Island State Energy Partners, or RISEP concerning the cost of interconnecting a generating facility to the grid. This decision is filed as RNCREQ-22, doc. 6.

Of course, we are not interested in the outcome of the case, we are simply interested in the facts that one can discuss whether a generator's interconnection to the grid is a Direct Assignment Facility or not, because under Hydro-Québec's definition, that would be impossible, it would by definition be a network

upgrade.

In FERC's terms, however, the issue is whether or not RISEP should pay, quote,

*... pay a direct assignment
facilities charge to compensate
NEPCO for the annual costs
associated with the interconnection
facilities and network upgrades
directly assignable to RISEP.*

Mr. Disher will comment further on this question later on. For the moment, however, we need merely note that Direct Assignment Facilities, as the term is used by FERC and by the utilities it regulates, most emphatically are not limited to facilities that do not interconnect with the transmission grid, as Hydro-Québec now proposes. Given that the definition of this term in Hydro's tariff is identical to FERC's definition, we can only find this new text to be incoherent.

The third major modification in the revised section 3 is in the treatment accorded to DAFs. Here, the new text would in fact be entirely consistent with standard industry practice, were the terms to be given their standard meanings. Thus, according to the last page of the section, the costs of direct

assignment facilities are to be assumed in their entirety by the generator.

This is precisely what FERC does with DAFs, it assigns them to the generator, even though they interconnect the generator to the grid. But, due to the non-standard definition of this notion of direct assignment facilities that Hydro is proposing, whereby facilities that would normally be treated as direct assignment, such as radial generator leads, are now referred to as network upgrades, the new policy is just as irregular as was the original one.

Hydro-Québec's proposal thus, as it currently stands, is entirely inadequate, contradicting standard utility practice as well as its own pre-filed testimony and the definitions embodied in its tariff.

(9 h 30)

Given these adjustments to Hydro's testimony however, we must also adjust ours because sections of our testimony were in fact analyses of what was in Hydro-Québec's original version. And so, I would like to just point out to you which precise elements in our testimony no longer apply to the revised version.

In section 4.1 of our testimony, which starts on page 26, we analyzed Hydro-Québec's proposed policy, and this analysis is, of course, no longer

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

valid insofar

as it addressed features of Hydro-Québec's proposal which have been withdrawn. Much of our discussion does remain relevant, however, in that in its new proposal, the treatment that Hydro proposes for what would normally be thought of as direct assignment facilities remains unchanged.

It is still proposing to charge those costs to all users up to an amount derived from the annual transmission tariff. It is simply now also proposing to apply this same approach to facilities required by third-party users, making no distinction between direct assignment facilities and network upgrades.

The argument that we presented on page 28, therefore, that collecting direct assignment facility charges from rolled-in rates would violate the fundamental pricing principle that cost should be allocated to those who caused them, therefore, does remain relevant.

Radial generator leads and other customer specific charges -- and other customer specific facilities should not be charged, even in part, to all users. However, the argument that we raised in the first two paragraphs at page 29, the double counting that would result from rolling in all network upgrades, as well as a proportion of the DAFs, was based directly on

features of Hydro-Québec's proposal that have now been withdrawn and thus are no longer relevant.

Similarly, the example that we presented in the first four paragraphs of Section 4.2.2 was also based on these aspects of the original proposal and thus are also no longer relevant under the revised proposal.

At the same time, the conclusions in the last two paragraphs of this section 4.2.2 do remain relevant, that is that under the incremental pricing mechanism proposed by Hydro-Québec, TransÉnergie and its customers could be left, if you will, holding the bag if, for one reason or another, the transmission customer on whose behalf the investments were made does not purchase the full capacity over the very long term.

Finally, our comments in section 4.3 concerning Section 49.11 of the Act still remain relevant despite the revisions.

Now, our recommendations. We therefore recommend that the generators should be charged the full costs of their direct assignment facilities, including both interconnection equipment and radial lines, in accordance with Section 1.10 of Hydro-Québec's tariff, Section 1.24 in the French version, and also

in accordance with FERC Policy and standard utility practice.

And we recommend further that the mechanism described under the heading "Modalités d'application", with certain additional safeguards that we described, should be applied to all network upgrades, as defined again by Section 1.7 of the tariff, FERC Policy and standard utility practice.

These recommendations are in fact entirely consistent with Hydro-Québec's revised proposal, as long as the bizarre definition of direct assignment facilities in the last paragraph is ignored. Finally, we are not convinced of the need or the appropriateness of rolling in all transmission costs for native load service.

Mr. Bastien indicated that the facilities eligible for this treatment would be defined in the supply plan adopted under Section 72. But there is still a great deal of uncertainty as to the form this plan will take. While on the one hand, Mr. Bastien stated that the results of the distributor's auction process will be to directly associate individual generation stations with native load service, volume 20, page 128, he had earlier suggested that HQ Production might also bid power into the auction from the

existing plants or from plants that it had built in the intervening years on a merchant basis, without designing specific plants.

Thus, until we have greater clarity as to the nature of this process and the types of bids that can be provided, it seems to us premature to take firm decisions as to the treatment of transmission costs.

Furthermore, we do not see how applying the interim incremental cost supplement described in the "Modalités d'application", to facilities that are specifically bid into the Section 72 auction would create any difficulties, any insurmountable difficulties at all.

In the case, for example, of a proposed plant with a very low generation cost but that would require extensive transmission extensions, the generator would simply integrate those capital contributions into its bid. And if it would have been a winning bid in the old version, taking into account those generation and transmission costs, but excluding the transmission costs from the ratebase, it will still be a winning bid once the generator integrates those additional costs into his bid.

There would thus be no effect on the outcome of the

auction, but third-party users would not be required to pay any excess transmission costs associated with that bid. Furthermore, since Hydro-Québec itself will control the auction process with, to our understanding, very limited public oversight, native load exception, it seems to us, creates new opportunities for affiliate abuse with no countervailing benefits.

Applying the transmission tariff consistently to all additions thus seems preferable to the approach proposed by Hydro-Québec which resembles a blank cheque for the transmission costs of whatever project it selects in the auction process.

Finally, we also suggested in our written evidence that the generator leads associated with existing generators also be treated as direct assignment facilities, just as they would be for new generators. We find this to be an elegant solution to the GRTA problem which has been raised by a number of interveners.

As Mr. Priddle pointed out, all rates are indeed compromises. In this case, the Régie must find a way to respect Section 49(11) and at the same time to also respect the fundamental principle that rates must be just and reasonable.

Hydro-Québec has clearly acknowledged that its transmission system was built in a large part to integrate its generating facilities with the customer loads. Mr. Bastien has suggested that at least fifty percent (50%) of the transmission assets or the high voltage assets were built for this purpose. It thus defies all logic that the transmission users that neither buy nor sell Hydro-Québec power should be required to pay for these lines.

One solution would be to use a postage stamp tariff based on zones which, according to Mr. Priddle, is the approach used for Canadian gas pipelines. Such a solution may, however, and this will be your judgment not mine, be incompatible with the wording of Section 49(11).

The use of customer capital contributions already proposed by Hydro-Québec in this section offers an elegant solution to this problem. Though not consistently applied, assigning generators cost responsibility for their existing generator leads is entirely coherent with both economic and regulatory theory.

Mr. Disher will comment further on this question at the end of our presentation.

To move now to chapter 6 of our testimony,
"Serving native load under the transmission
tariff", in chapter 6 of our testimony, we address
Hydro-Québec's proposal that it not renew its
network integration service agreement for native
load which was in effect from May first (1st),
nineteen ninety-seven (1997) until December
thirty-first (31st), two thousand (2000).

In Section 2.3 of HQT-11, document 2, Hydro-Québec
had stated that this change would have no material
effects whatsoever as all service to Hydro-Québec
is deemed to constitute a contract. In fact, it
has emerged from the testimony of Hydro-Québec's
panel on theme 6 that, in the utility's view,
Regulation 659 henceforth will not apply to native
load at all, though of course it did so until the
end of last year when native load was served under
network integration service agreements.

Thus, in volume 23, page 59, we read:

*... le concept du document qui se retrouve
dans HQT-11, document 2, c'est pour
établir les tarifs et conditions de
service pour le réseau intégré et pour le
point à point. On l'a dit depuis le début,
ça ne s'applique pas à la charge locale.*

A bit earlier, Mr. Bastien also affirmed that Section 34.1 does not apply to native load. And, indeed, it has become clear that nowhere in Hydro-Québec's application does the utility specifically ask the Régie to approve an amount to be charged to native load. Presumably the application will be amended at some point to state that native load is to be charged two point three eighty five billions dollars (2,385 G) per year, the amount in attachment H.

However, fixing an absolute charge for native load makes the network rate mechanism in Section 34 even more dysfunctional. Assume, for the sake of argument, that sometime before the next transmission rate case, one of the municipal utilities decide to take transmission service under the network integration tariff, and that the exit fee issue is resolved amicably.

If the amount charged to native load were determined under Section 34, and assuming that Hydro-Québec's proposed amendment to the Section 34 is accepted, the net amount would decrease by the precise amount paid by the municipality under its network service, such that revenues other than point to point would continue to match the net residual revenue requirement in attachment H.

However, if the Régie were simply to fix a monetary charge for native load service, then, adding a network client would not affect that amount as it would if that charge were determined under Section 34. This would lead to the absurd result where TransÉnergie would continue to charge native load the same price and, in addition, charge the municipality for network service.

The only way to avoid this nonsensical result would be for Hydro-Québec to return to the Régie to modify its native load rate each time it signed a new network service agreement.

Most U.S. utilities do not take service for native load under the open access transmission tariff for the simple reason that this service is regulated by State regulators, not by the FERC.

Since the Régie has complete jurisdiction, there is no good reason for Hydro-Québec to abstract native load service from the transmission tariff, especially since no other provisions have been made for regulating native load service.

To avoid this result, we suggest that Hydro-Québec either be required to continue taking network integration service for native load or that the

tariff be amended to specify that all provisions concerning network integration service, including Section 34, also apply to native load. We provided draft language to this effect in our response number 6.1 to the Régie in RNCREQ-19, pages 13 to 15.

To turn now to the question of conformity with the existing tariff. We have heard from several witnesses that the pro forme tariff is a tool designed to allow, facilitate and promote competition in generation. We have also heard from Hydro-Québec that wholesale competition in Québec remains entirely theoretical and, indeed, there have been few signs, if any, that the utility has any interest at all in stimulating such competition.

It also must be acknowledged that the reason that Hydro-Québec -- it also has been acknowledged that the reason Hydro-Québec adopted Regulation 659 was not to promote competition, but to meet for its reciprocity requirements in order for HQ and its subsidiaries to obtain direct access to the U.S. market.

In reality, the pro forma tariff is designed both to promote competition in the market where it is implemented and promote competition in neighbouring markets by allowing outside suppliers access to these

markets. Hydro-Québec's approach seems to be that it need only respect those provisions of its transmission tariff that affect access to foreign markets.

It appears to feel quite free to disregard provisions that affect Québec. One such example that affects Québec only, one such example is Section 34 which we have already looked at in detail. Others are related to the obligations to designate specific points of receipt for point to point sales, Section 13.7, and to designate resources for network customers and native load, Section 30.1.

FERC has made clear that it has no intention to meddle in Canadian markets which are, of course, outside of its jurisdiction. Hydro-Québec was indeed free to argue before the FERC that its reciprocity requirement was unnecessarily broad and that it should only have to adopt those provisions of the pro forma tariff that affect service to U.S. market.

Hydro-Québec chose not to plead this position before the FERC. Instead, according to Dr. Orans' testimony, it had learned a lesson from BC that the fewer changes to the pro forma tariff, the better, and so, it adopted it almost intact despite, apparently, its firm belief that many of these provisions were

unnecessary in the Québec context.

Having adopted this tariff, Hydro-Québec now comes before its regulator, the Régie, and in effect asks its to disregard those provisions of the tariff that it would prefer not to have included at all. In effect, in our view, it is asking the Régie to recognize these provisions as mere window-dressing adopted to please the FERC, which it should not be required to respect.

It is true, as Dr. Orans pointed out, that in the past FERC has given considerable latitude to Canadian utilities with respect to rate design, though at the same time, he did note in his memo to OPG, which is found at RNCREQ-20 en liasse, page 3, and there is two page numberings in the document, it is the second part of the document, where he wrote and I quote:

The terms and conditions enforce comparability and are much more difficult to change than the rate design.

And some of the provisions that we are describing as not being respected are indeed terms and conditions. At the same time, as Mr. Bradford explained later -- had already explained earlier in the hearing, the combination of Order 2000, the ongoing market crises

on the West and now the East coasts and the personnel changes at FERC itself suggest that the Commission is likely to take a much closer look at the practices of major marketers like Hydro-Québec than it did in the past.

Even if nothing were to change at FERC, however, there is no precedent that says that a Canadian utility, once having adopted a transmission tariff equivalent to, or superior to the pro forma tariff, need not respect its provisions.

Mr. Disher will now speak briefly to some of the key provisions of this tariff which Hydro-Québec has to date chosen to ignore.

(9 h 45)

Mr. ELLIS O. DISHER :

- A. Thank you. Good morning, and you will be glad to know that we are more than halfway through at this point, since Mr. Raphals accepted the greater burden of commenting in this proceeding.

I would simply like to add that the tariff provisions that Hydro-Québec chooses to ignore are ones that are taken quite seriously by FERC and by the US parties to open access tariffs. While its reasons for disregarding certain provisions are not entirely clear, it is clear that Hydro-Québec is acting as if

certain provisions either do not exist or are of such trivial consequence that they need not be respected.

As Mr. Raphals stated in his remarks in these proceedings on April the nineteenth (19th), two thousand and one (2001), quote:

The Régie is responsible not only for setting tariffs, but for ensuring that they are respected. In this sense, finding that Hydro-Québec has failed to respect the provisions of the transmission tariff it itself adopted almost four years ago is a matter of considerable significance. If Hydro-Québec is free to ignore those tariff provisions that it doesn't like, the integrity of the entire process is called into question.

End of quote. We have pointed out the unusual circumstances whereby Hydro-Québec has adopted the requirements of a *pro forma* tariff created by a foreign legislative and regulatory structure, yet is subject to regulatory authorities that have had no direct part in creating that tariff.

Unlike in the US where the *pro forma* tariff is

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

used

to promote competition, in Québec, it appears that the intent was merely to meet FERC's minimum reciprocity requirements. The result is that many tariff provisions are being observed minimally or not at all, thus making the filed tariff something of a "Potemkin village", which is built for appearances rather than for any legitimate purpose.

Hydro-Québec finds itself in this situation as a result of its own choice, which was made for specific business and export purposes. Having made that choice -- to file a tariff consistent with FERC's *pro forma* tariff while operating under the Régie's jurisdiction -- Hydro-Québec must then live according to the terms and conditions of its filed tariff.

To do otherwise demonstrates a lack of respect not only for the jurisdictional authority that created the *pro forma* tariff itself, but also for its own regulatory process.

It is understandable that Hydro-Québec would want to have the benefit of the best of both worlds, but it is difficult to see how the regulatory authority can endorse such an approach.

In our initial testimony, we identified several ways in which Hydro-Québec fails to follow the provisions

of its own tariff. The first is the fact that Hydro-Québec specifies Montreal as the Point of Receipt for energy to be delivered under its long-term firm point-to-point service agreements.

Montreal is considered the location in the system where everything comes together, the electrical centre of gravity for the Hydro-Québec system, so to speak. From there, the energy from all of the generating facilities can be disbursed to whatever its desired ultimate use. It can be used to supply native load, or it can be exported. This is, however, a clearly inappropriate and misguided application of the concept of point-to-point service.

The point of receipt is intended to be the point at which energy from a resource is injected into the transmission system. If the point of receipt is indeed Montreal, then the clear implication is that the lines connecting the generators to Montreal are generation-related facilities, and should be directly assigned to the generation.

We have already discussed the plain language of Hydro-Québec's tariff that requires designation of multiple points of receipt for multiple generating sources at different locations. This does not need further discussion, except to emphasize that it means

that Hydro-Québec is violating its tariff provisions in two ways: first, it is not specifying the actual point of injection, and second, it is not specifying an individual point for each generating source.

Hydro-Québec's actions in this matter have the effect of pretending that the transmission facilities between Montreal and the individual generating stations do not exist. However, since Hydro-Québec has steadfastly insisted on including the costs of such facilities in their rate calculation, we are reminded continually that (a) those facilities do exist; (b) Hydro-Québec does not consider them to be direct assignment facilities; and (c) they cost a great deal of money.

Hydro-Québec has argued that its approach to designating points of receipt harms no one, but this is not true. As Mr. Raphals explained earlier, the *pro forma* approach to transmission tariffs is not based on an explicit cost allocation; rather, the cost allocation results from the application of the tariff.

As FERC made clear in the Commonwealth Edison decision quoted on pages 54 and 55 of our initial testimony, designating multiple generation stations as a single point of receipt results in a much lower

Point-to-Point charge than if separate reservations were made for each station.

To use FERC's example, to deliver one hundred megawatts (100 MW) to a single point of delivery from any one of three generators would normally require three separate one hundred megawatt (100-MW) reservations of transmission capacity.

In allowing these transfers to be made under a single one hundred megawatt (100 MW) reservation from a common Point of Receipt, ComEd in effect granted itself, its marketing arm, a sixty-seven percent (67%) discount in rates. FERC concluded, quote:

While we have no objection to Commonwealth Edison proposing revised rate sheets to offer lower rates on transactions with multiple receipt points, Commonwealth Edison's use of non-rate term and condition revisions to affect these rate reductions is objectionable. First, it creates confusion. Second, Commonwealth has created a new category of transmission service (firm point-to-point transmission service where the "underlying power sale" is a system

sale) for what is, in fact, no more than a mere rate reduction.

End of quote. The amounts charged to HQ-Production for point-to-point service in effect determine the cost allocation between native load service and Hydro-Québec's merchant activities. In dramatically reducing the cost to Hydro-Québec Production for point-to-point service, the decision not to respect section 13.7 results in significant cost shifting onto end-use consumers.

If Hydro-Québec were required to respect section 13.7, TransÉnergie's point-to-point revenues would be considerably higher than the three hundred million dollars (\$300 M) included in the present application, depending on how it uses its generating system -- and the charge for native load service would be correspondingly lower.

The clear intent of the *pro forma* language, as supported by the FERC Orders that have expounded on that language, is that a transmission capacity reservation and its associated charges are needed for each individual resource.

Under Hydro-Québec's application of point-to-point service, designating a common point for multiple

resources, the revenues obtained from such service are inconsistent with the tariff language, and a disproportionate cost burden is shifted to the native load.

With respect to both point-to-point service and network integration service, the position that Hydro-Québec has taken is that of a fully vertically integrated utility, whose entire complement of generating resources is at its disposal to be dispatched to serve retail load or to be sold off-system as it chooses, without regard to the tariff requirements of the supposedly independent transmission owner and operator.

This is what the tariff provisions were designed to prevent. It nullifies the effect of functional separation between the supply side resources and the transmission delivery system. It also nullifies the effect of the distinction between point-to-point and Network Service. According to section 30.1 of the tariff, quote:

Network Resources may not include resources, or any portion thereof, that are committed for sale to non-designated third party load or otherwise cannot be called upon to

*meet the Network Customer's Network
Load on a non-interruptible basis.*

End of quote. With respect to network service, Hydro-Québec has not lived up to the obligations of the tariff to properly identify its generating sources for network or native load in the manner required by the tariff. Whatever amount of its generation resources is required as setting the capacity requirement for point-to-point service for exports should be removed from its designation of Network Resources.

When pressed on this point, Hydro-Québec's answer was that it was not in violation of section 30.1 because none of its generating resources were committed for point-to-point sales. In other words, because Hydro-Québec fails to designate the actual points of receipt for point-to-point sales, as required by section 13.7, it is not constrained by section 30.1.

Obviously, these two provisions go together, and respect for them is not optional. If Hydro-Québec prefers not to be bound by these provisions, it should simply request that they be eliminated from its tariff, though it must realize that, should the Régie agree, it would open the door to a potentially difficult debate at FERC, as these provisions form an

essential part of the minimum conditions of service required by the *pro forma* tariff.

Our initial recommendations regarding these issues therefore stand. Hydro-Québec should, first: establish a Point-to-Point capacity reservation for each generating source that it expects to use in export sales, with the designated Point of Receipt as the actual interconnection point of the generator; as required by section 13.7, and second, Hydro-Québec should designate the specific generating resources that it will use in serving its retail load, respecting the constraint mentioned earlier in section 30.1.

I will not turn briefly to the modifications to the conditions of service that we proposed in chapter 9.

First, with respect to curtailment of firm transmission service in the event of system emergencies. As we noted in our previously filed testimony, Hydro-Québec cannot simultaneously respect both the tariff language in section 13.6 and Québec's "social compact". Whereas the tariff language, taken directly from FERC's *pro forma* tariff, dictates the proportional curtailment of all firm service, including native load, Québec's social compact principle does not appear to permit such treatment.

Following this principle, curtailment of native load should be a measure of last resort, to be employed only after other types of firm service have been curtailed. Here we recommend that the tariff language be changed to bring it into conformity with the principle of priority of native load over other elements of firm service.

We have further recommended that changes be made to eliminate a conflict between the tariff and other aspects of Québec's current energy policies. We noted that the FERC *pro forma* tariff contains an obligation for a transmission provider to build new facilities or upgrade existing ones in the event that it cannot provide a requested point-to-point service.

To the extent that the Régie's statutory obligation to authorize any such investments, and its power to withhold such authorization if it finds the proposal to be inconsistent with the principles set out in section 5 of the Act, remain without effect, then the obligation to build is inconsistent with the Act.

While the recent publication of draft regulations for section 73 suggests that this issue may well be moot by the time the Régie issues its decision in the present file, if it is not, we recommend changing the tariff provisions to suspend the obligation to build

until the Régie is properly empowered to review and render decisions approving or disapproving such facilities.

As a final comment, I would like to add to Mr. Raphals's earlier statements regarding the inclusion of direct assignment facilities in Hydro-Québec's rate calculations. Hydro-Québec has offered a novel definition of the term direct assignment facilities, suggesting that they are no more than those facilities that connect a generator to an end user of its output.

Based on my experience in the US, this definition makes no sense whatsoever, either in the context of the FERC *pro forma* tariff or in any other context of which I am aware.

FERC has clarified its position on this in several cases. A notable ruling is Opinion number 409 which has been cited before in this present proceeding and is submitted again today as RNCREQ-22, doc. 7. In that opinion, FERC accepts the trial judge's determination of what constitutes the interconnection facilities and agrees that their costs should be directly assigned to the generator. Those interconnection facilities are defined as the transmission facilities that connect the generator to

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
Ex. Hélène Sicard

the transmission network.

The opinion addresses the fact that an alternative connection method could have been a long radial transmission line, and affirms that if such had been the case, its cost would be directly assignable to the generator. We must conclude that, in FERC's view, direct assignment facilities are those transmission facilities that are needed in order to get a generator's output to the transmission network, o more and clearly no less.

Thank you very much.

Me HÉLÈNE SICARD :

Thank you. Alors les témoins sont disponibles pour le contre-interrogatoire.

(10 h 5)

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, j'imagine que vous apprécieriez une pause? Pas plus que ça?

Me F. JEAN MOREL :

C'est aussi bien, oui.

LE PRÉSIDENT :

Quinze minutes ou vingt minutes?

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27
Me F. JEAN MOREL :

DISCUSSIONS

Merci bien. Quinze minutes.

LE PRÉSIDENT :

Alors, oui, jusqu'à et vingt.

Me GUY SARAULT :

Avant de venir aujourd'hui, je n'avais pas encore réévalué ma capacité d'absorption de ce qu'on pouvait nous présenter, je vais vous avouer franchement que j'ai tenté d'écouter certains passages, on nous annonce qu'il y a de la preuve qui a été changée, c'était excessivement technique, c'était long, et les témoins ont lu des documents plutôt que de faire des présentations. Je vais essayer de digérer tout ça pour les fins de mon argumentation, autant pour les points qu'on appuie que les points qu'on appuie moins.

Je ne suis pas certain cependant que je serais capable de contre-interroger intelligemment après ce qu'on vient de me présenter. Je ne suis pas sûr, je ne connais pas la capacité de maître Morel, je ne sais pas s'il est meilleur que moi.

LE PRÉSIDENT :

Très grande, très grande.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27
Me GUY SARAULT :

DISCUSSIONS

À tout le moins, je pense que ce serait une bonne idée qu'on nous distribue les documents que les témoins lisaient littéralement, là, pour faire leur présentation, ça aurait peut-être même été une bonne idée de les distribuer avant, autant les acétates, je ne sais pas, là, mais ma capacité n'est pas robotique. Je pense que ça prendrait Data en Star Treck pour être capable de revenir, poser des questions sur tous et chacun des points qui ont été relatés ce matin.

Pour moi, en tout cas, c'est... Je vais essayer d'y revenir en argumentation, comme je vous dis, d'absorber, digérer tout ça, mais je vais me fier au transcript, mais là, à partir de ce que j'ai vu ce matin, là, oubliez-moi.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Maître Sicard, vous semblez réagir, là, à la proposition de distribuer le document.

Me HÉLÈNE SICARD :

Enfin, c'est parce que, c'est vrai que c'est très technique, on est dans un dossier qui est très technique. Le temps est très court pour faire les modifications, on a eu entre autres document 61 à la fin de la semaine dernière. Alors, on s'excuse.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

On a un document, c'est vrai que les experts ont lu, par contre, c'est un document interne qui est plein de fautes, peut-être pas plein mais qui a quelques fautes. Si tout le monde juge utile et veut l'avoir

-- de fautes d'orthographe, là, pas de fautes techniques évidemment -- et c'est évident qu'il y a quelques termes ici et là et des citations qui ont été ajoutées par les experts.

Par contre, si les gens en sentent un grand besoin pour faciliter le tout, pour qu'ils l'aient avant demain, parce que, demain, ils auraient les transcriptions, je peux bien remettre à madame la greffière, il s'agit en tout d'à peu près vingt et une (21) page, et faire des copies pour ceux qui le veulent, mais s'ils veulent préciser, puis les aider, je n'ai pas d'objection à ça mais il ne faudrait pas prendre ça comme le document officiel.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, discutez entre vous de l'utilité de faire une photocopie de ce document-là. Vous allez voir, vous nous direz après la pause.

Me HÉLÈNE SICARD :

Ceux qui veulent. C'est ça.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27
LE PRÉSIDENT :

DISCUSSIONS

Alors, jusqu'à et vingt.

M. PHILIP RAPHALS :

R. Est-ce que je peux dire un mot à ce sujet?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

M. PHILIP RAPHALS :

R. Malheureusement, mon texte inclut quelques notes personnelles que je n'ai pas dites, mais que, à prime abord, ne sont pas pour diffusion. Je pourrais très facilement faire des ajustements pour faire un texte à distribuer.

Me HÉLÈNE SICARD :

On peut le faire maintenant?

M. PHILIP RAPHALS :

R. Je ne sais pas, c'est un peu difficile. J'aurais voulu d'ailleurs faire les acétates, mais le temps m'a manqué.

LE PRÉSIDENT :

Alors, voyez ça pendant la pause puis... Alors, à et vingt-cinq.

REPRISE DE L'AUDIENCE 10 h 25

LE PRÉSIDENT :

On vous écoute.

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour. Merci. Rebonjour. Pendant que j'ai le micro, je vais compléter ce que j'avais commencé à faire ce matin et vous déposer maintenant la pièce HQT-11 document 2.3 qui est la réponse d'Hydro-Québec à l'engagement 67.

HQT-11 doc.2.3 : Réponse d'Hydro-Québec à
l'engagement 67.

Quant à mon contre-interrogatoire, Monsieur le Président, Hydro-Québec n'avait à vrai dire pas de questions pour les opinions qui avaient déjà été émises par le Centre Hélios au nom du RNCREQ, et Hydro-Québec n'en a encore moins sur l'argumentation et le oui-dire qui a été présenté à la Régie ce matin, de façon non seulement indigeste, comme le décrit mon confrère maître Sarault, mais aussi, je vous le soumetts, de façon irrégulière.

Alors, nous n'avons pas de questions. Merci bien.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

LE PRÉSIDENT :

Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui ont des questions? NEG ne sont pas là. Option consommateurs, est-ce que vous avez des questions?

Me ÉRIC FRASER :

Non, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

OPG ne sont pas là. NB Power ne sont pas là.
Groupe STOP-SÉ, vous êtes les premiers.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Alors, Messieurs les régisseurs, j'espère que vous m'excuserez parce que j'avais prévu un long interrogatoire de maître Morel pour me permettre de mieux placer par écrit mes questions. J'ai pris quelques notes, je vais essayer d'y aller mais j'aurai peut-être des difficultés des fois à relire mes propres notes.

LE PRÉSIDENT :

On vous écoute.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

- 1 Q. Bonjour, Messieurs les régisseurs, bonjour, Messieurs. Pour la transcription, mon nom est Dominique Neuman, je représente le groupe STOP et

Stratégies énergétiques. I will ask my questions in English and, first of all, I would like to make a comment on a term I will use. I will use in some of my questions the word "tariff" or "pro forma tariff", when I use this term, I will, of course, refer to the word "tariff" in the meaning it has at FERC and in other American jurisdictions, which is not necessarily the same as here.

Here, it would be more "tariff and conditions", but when we talk about tariff and when you talked about tariff earlier, you referred to the "tariff and conditions" which is the text of By-Law 659 or its amended version proposed by Hydro-Québec.

Mr. Raphals, at the beginning of your testimony, you mentioned some changes that should be made in the way the calculations are made for the purpose of the 1 CP versus 12 CP tests that were referred to by Hydro-Québec in its testimony. So, you recommended several changes to this calculation...

Mr. PHILIP RAPHALS:

- A. Excuse me, are you referring to the three tests that...
- 2 Q. Yes, the three tests, the three FERC tests that were referred to by Hydro-Québec in their testimony a few days ago, and you commented that the way the load was

calculated, was inappropriate and should have been calculated differently for the purpose of these tests; am I correct?

A. I am afraid not. I guess I really was speaking too rapidly. I was not commenting on the calculation of those ratios at all.

3 Q. Okay...

A. On the one hand, I commented on whether or not it is appropriate and desirable to use 1 CP based on those results. And on the other hand, I made a lot of comments about the ratios in Section 34, but that is not at all concerning those three tests. I am sorry for the confusion.

4 Q. So, I stand corrected. If I understood correctly, you indicated that the use of the 1 CP test failed to meet an objective which would be to provide a price signal to direct point to point reservations to the proper period of the year. Did I understand you correctly on that?

A. The price signal for the purpose of directing them to the period of the year, yes, you did.

5 Q. Consequently, would it be a good idea according to you to have different monthly rates for point to point service, depending on the season or even depending on the month of the year?

A. That is a hypothesis that we have not looked at in any detail. It has an obvious attraction in that it could in effect be used to discourage point to point

service during peak months, but I am not aware of any precedent for such an approach and would need to reflect on it further and discuss it with my colleagues before taking a firm position on it.

- 6 Q. On the rebates, you quoted the Bangor decision by FERC which was deposited today under the quote RNCREQ-22, document 5. If I understand your position -- sorry, I will let you find the document.

If I understand your position correctly, you suggest that Hydro-Québec Production would be excluded from the benefit of rebates and you quote that decision as an example of FERC accepting a situation where some clients would be admissible to rebates and some others would not; is that a correct interpretation of your statement?

- A. Yes, although I tried to make clear that the Bangor decision goes in a sense in the opposite direction in that it grants a preferential discount to certain customers, whereas our suggestion with respect to discounts would be, if that option were chosen, to limit the use of published discounts by a certain customer.
- 7 Q. Exactly. I read the Bangor decision, which is short.
- A. Yes.
- 8 Q. For instance, on page 2, the first paragraph under chapter II, Discussion, the text reads as follows:

We will approve the settlement agreement as modified. In the context of this settlement, we do not object to the individual discounted point-to-point transmission rates for the three settling parties, which are contained in Sections 2.8, 2.9 and 2.10. However, we do object to the settlement agreement's [Section 2.7], which would allow Bangor Hydro to engage in selective transmission discounting in the future in a manner inconsistent with Order 888-A.

If my understanding of this sentence is correct, is it not true that the only clients to whom that special method of granting rebates to one client and not to the other applied only to the three settling parties because they had consented to such mechanism and FERC refused to apply this mechanism to parties that had not consented to such mechanism through the agreement in that case?

- A. It is not really a matter of having consented to it, but of having requested it. And again, these are in the details which as I mentioned are more visible in the earlier documents in the docket, which again I would be happy to provide. Because, indeed, it is only in that one sentence, the first

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
C.-int. Me Dominique Neuman

sentence of the

discussion, where the Commission says that it does not object to these negotiated rates.

But in the previous document, the certification of the uncontested settlement, it is a little bit clearer that there are three generators, PPL EnergyPlus, Great Northern Paper and Indeck Maine Energy, who requested and obtained in a negotiated settlement discounts beyond -- discounts which would not be published on OASIS and which would not be made available to all users.

9 Q. So, a key determinant, it is correct to state that a key determinant in that decision was that the parties to whom this mechanism would apply had agreed or even requested such mechanism and those that had not agreed or requested it were not bound by such mechanism and, on the contrary, were bound by the general principle under which all rebates are made available indiscriminately to all clients meeting the same conditions?

A. Yes, indeed, this was a negotiated settlement and I am only using it to illustrate the possibility that we have never seen before, that certainly is not in evidence in this hearing, that it is conceivable to have a specific discount policy with respect to specific customers. But indeed, that was a negotiated settlement and I do not suggest that what we propose would result from a negotiated settlement as...

10 Q. And nevertheless, you still recommend that Hydro-Québec Production, even if it does not agree to such terms, would be bound by a mechanism in this case by which it would not benefit from rebates that would be made available to others?

A. I am saying that the Régie could impose such a condition on Hydro-Québec Production if it considered it to be appropriate.

11 Q. Would you not feel that this would be contrary to the principle of non-discriminatory conditions being offered to all clients, a principle which I believe you support in the rest of your testimony?

A. In general, yes, but affiliate transactions are a special case. And as FERC has said, I believe, in 888A, the question of discounting raises specific and important concerns with respect to affiliate transactions.

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.

12 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.

(10 h 40)

- 13 Q. I just want to make it clear, excluding Hydro-Québec Production from the benefit of rebates would discourage Hydro-Québec Production that would not meet sustainable development criteria, 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.
- 14 Q. Of new what?
- A. Of new development for export.
- 15 Q. Okay. You also suggest that any rebate would be subject to prior authorization by the Régie; did I

understand you correctly on that?

A. That was our initial recommendation and, as I explained today, that is one solution, but really there are many solutions.

16 Q. Is that solution practical?

A. It certainly has certain disadvantages in terms of the functional -- in terms of the practical approach to operating. They are not necessarily insuperable obstacles, but as I said today, I do think that ensuring that the load ratio share mechanism effectively ensures that the cost of those rebates are borne by the shareholder would have the same effect and would be much more practical.

17 Q. There was a statement by Mr. Disher that having a common point of receipt, a presumed point of receipt, for point to point transactions, would have the effect of reducing the costs of point to point reservations, compared to the optimal situation where there would be specific points of receipt for each delivery; did I understand you correctly on that?

Mr. ELLIS O. DISHER:

A. Yes, that is correct.

18 Q. Could you explain to me how the price -- how in your sense there could be a different price between the two options. What makes the price different between the two cases?

A. It is not a price difference, it is a revenue

difference. And the example that I used in my presentation was one that was, I think, employed by the FERC in the case, the Commonwealth Edison case mentioned where they pointed out that if Commonwealth Edison were permitted to aggregate the three generators from which a hundred (100) megawatt sale would be made at a common point and make one transmission reservation for capacity from that point for a hundred (100) megawatts, then, the revenues obtained from that single one hundred (100) megawatt transmission reservation would be one third of the revenues that would have been obtained from three individual hundred (100) megawatt reservations from the three individual generators, which is what was intended by the pro forma language.

19 Q. So, if I understood correctly, what you are saying is that in such hypothesis, if three generations had to submit separate reservations, they would have...

A. Correct.

20 Q. ... over-reserved from what they would really have needed to reserve in view of the real capacity they were able to transmit?

A. Not under the point to point concept because, as I pointed out earlier in my presentation, the point to point concept is based on identifying the point of receipt as the actual interconnection point of an individual generator.

21 Q. Yes.

- A. It is the point at which that generator is connected to the transmission system and point to point service then obtains from that point to the point of delivery. But if you have three generators...
- 22 Q. In your example, if there were three generators, the amount of energy transmitted would have remained the same, except that the capacity reserve would have had to be three times what it would be if an aggregation would be possible?
- A. It would be on three different paths in the transmission system.
- 23 Q. But the amount of energy would be the same?
- A. The amount of energy, the one hundred (100) megawatt transaction could come from any one of those three generators.
- 24 Q. Okay...
- A. And the transmission capacity would be there, the reservation would be there in order to enable it to come from each one, from anyone of those three generators.
- 25 Q. Still under your example, it means that the transporter would have undertaken the obligation of providing capacity for these three units?
- A. That is correct.
- 26 Q. And the result would have been that the capacity would not have been fully used by these three units because there was only one third of the energy available and two thirds would have been reserved

needlessly?

A. In which case if it is not being used, then, it is available for non-firm transactions.

27 Q. Okay. Do you see this method as optimal in terms of efficiency?

A. What I am suggesting is, is that that is the method that is intended and actually built into the pro forma tariff, whether it is the optimal method or not, I am not sure I would want to say at this point.

Mr. PHILIP RAPHALS:

A. If I could add to that. If I recall the Commonwealth Edison decision, the FERC pointed out that, in the situation where Commonwealth Edison can use anyone of its three generators to supply that hundred (100) megawatts needed at the point of delivery, in effect, it has to keep those three separate paths available on a firm basis to allow ComEd to make the transfer. So, in effect, it is getting three separate reservations for the price of one. It is getting three separate paths reserved on a firm basis, even though it is only paying for one.

28 Q. I understand. The revenue is multiplied by three, but in effect, the energy is not multiplied by three...

A. As we know, transmission point to point tariffs are on a capacity basis and not on an energy basis.

29 Q. I go back to Mr. Disher. I was pleasantly

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL - RNCREQ
C.-int. Me Dominique Neuman

surprised by your suggestion that although FERC's
pro forma

tariff prevents preference to be given to a certain type of load compared to another for curtailment purposes, that since this was incompatible with Québec's pacte social, Québec's social compact, you accepted that a derogation be made to FERC's pro forma tariff in order to satisfy, in order to give preference to the principles of Québec's social compact.

Although I was pleasantly surprised with this recommendation, my question is, how do you determine in which cases you will accept, in which cases you will feel it is alright to derogate from FERC's pro forma tariff and in which cases it will not be appropriate, according to you?

Mr. ELLIS O. DISHER:

- A. The distinction in this case was being made because there is social compact that exists. And 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.
- 30 Q. So, when the law specifies different rules, of course, the Québec law should be given priority to the requirements of the pro forma tariff?

- A. If it is a matter of law, I would think, yes, it certainly would have to be the case.
- 31 Q. Your example, the preference given to native load on curtailment, does it not jeopardize the reciprocity requirements, does any substantial change to FERC's pro forma tariff not jeopardize the reciprocity requirements according to your vision?
- A. It is quite possible that it could. 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.
- 32 Q. So, we should wait and see until FERC reviews the new tariff as set by the Régie?
- A. I think in this case, as I said, there is not much choice.
- 33 Q. Earlier you...
- Mr. PHILIP RAPHALS:
- A. May I add a word to that.
- 34 Q. Yes?
- A. One mechanism available, should the Régie choose to pursue it, is the one that was used in BC where a declaratory judgment was requested from the FERC as

to whether or not a modification would be acceptable prior to making the modification to the tariff, but...

35 Q. Is that what you are suggesting?

A. Not necessarily, not necessarily. 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.

Me DOMINIQUE NEUMAN:

Thank you. I do not have any further questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. GRAME-UDD, vous avez des questions?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

36 Q. Bonjour, Jean-François Gauthier pour GRAME-UDD.

Gentlemen, I will ask my questions in french.

Donc, Monsieur Raphals, vous avez, à une question de maître Neuman, vous avez mentionné que vous aviez des craintes relativement au processus dans le cadre de nouveaux projets hydroélectriques, vous auriez des

crainces relativement aux impacts sur l'environnement. N'est-il pas exact que pour tout nouveau projet hydroélectrique, le processus du Bureau d'audiences publiques et les études d'impact doivent se réaliser?

M. PHILIP RAPHALS :

R. Pour certains projets hydroélectriques, certainement.

37 Q. O.K.

R. Mais nous savons tous que ce processus n'est pas décisionnel. Le BAPE donne lieu à une recommandation qui, même pas des recommandations, je pense des rapports, qui peuvent être tenus en compte ou non par le ministre. Alors, c'est très différent du régime qui était prévu devant la Régie où il y avait un processus décisionnel.

38 Q. Ça ne serait pas la même chose pour la construction d'une turbine à gaz, centrale turbine à gaz, les craintes ne pourraient pas s'appliquer pour la même chose dans le cadre d'une turbine à gaz?

R. Effectivement.

39 Q. Donc, à la section 5.3.2 de votre témoignage écrit, vous demandez qu'Hydro-Québec alloue les coûts de puissance selon la méthode de 12 CP plutôt que selon la méthode 1 CP, cela est pour la charge locale ainsi que pour le service point à point. N'est-il pas exact que cette approche de 12 CP favoriserait la charge locale au détriment du service point à point?

- R. Dans le sens que ça augmenterait les tarifs point à point annuels, ça ne changerait pas les tarifs point à point court terme qui sont déjà en 12 CP et que, effectivement, ça aurait un bénéfice pour la charge locale.
- 40 Q. O.K. Maintenant, en ce qui concerne l'allocation des coûts entre les clients de la charge locale, n'est-il pas exact que la méthode 12 CP aurait tendance à favoriser les clients à chauffage, qui utilisent le chauffage électrique, notamment clients résidentiels, par rapport aux clients ayant peu ou pas de pointe saisonnière de consommation?
- R. Il y a une nuance que, appliquer le 12 CP ou non à l'intérieur de la charge locale, c'est une question de distribution.
- 41 Q. Oui...
- R. Alors, ce n'est pas ça le but de mon témoignage parce que ce n'est pas le but de cette audience. Par contre, si vous me posez la question hypothétique, si dans une analyse distribution entre les classes de consommateurs si l'utilisation de 12 CP affecterait, donnerait un avantage aux consommateurs résidentiels.
- 42 Q. Effectivement.
- R. Je pense que la réponse est oui.
(11 h)
- 43 Q. O.K. Donc, je comprends bien que si votre proposition serait retenue par la Régie, elle viserait à faciliter la vie ou donner un avantage aux clients du

chauffage électrique, c'est exact?

R. Bien, comme j'ai dit, ça, ce n'est pas dans cette cause-ci.

44 Q. Mais...

R. Mais, en effet, la logique de 12-CP aiderait les tarifs de la classe résidentielle.

45 Q. Au Québec, soixante-douze pour cent (72 %) des ménages se chauffent à l'électricité environ. Et, ça, c'est unique et c'est relativement suite à la construction de la Baie-James qui a permis ça. Si vous favorisez le chauffage électrique, n'est-il pas exact que c'est une admission *de facto* que le développement des centrales hydroélectriques a été une bonne chose?

R. Je ne vois pas vraiment le lien entre bénéfice sur les tarifs de la classe résidentielle et votre affirmation.

46 Q. Bien, on parle, vous avez mentionné que, bon, vous semblez dans votre affirmation faciliter ou inciter, ou plutôt favoriser disons, si on peut dire, les autres sources d'énergie comparativement aux sources hydroélectriques. Alors, on sait que le chauffage électrique a fait en sorte...

R. Excusez-moi! Ce n'est pas ça que j'ai dit.

47 Q. Je vais juste compléter. A fait en sorte d'augmenter la proportion de ménages qui chauffent à l'électricité. Alors, ce que je veux savoir, c'est si vous considérez que ce pourcentage-là ou que cette

proportion de personnes ou de clients qui utilisent le chauffage électrique, on peut comprendre que le développement hydroélectrique à la Baie-James qui s'est fait, a été une bonne chose, le développement éloigné a été une bonne chose?

R. Je n'ai pas pris position et je ne pense pas qu'il serait approprié de prendre position dans cette audience-ci sur le projet de la Baie-James, ni encore moins sur le bien-fondé ou non de l'utilisation du chauffage électrique.

48 Q. C'est beau. Parfait. Merci. À la section 4.3 de votre témoignage écrit, vous réclamez des tarifs selon la distance, la zone ou la localisation pour les services de point à point.

R. Vous êtes dans quel paragraphe?

49 Q. 4.3.

R. Oui.

50 Q. On n'a pas les pages malheureusement dans notre...

R. Ça commence à la page 31, mais est-ce qu'il y a un passage particulier auquel vous faites référence?

51 Q. Donc page 32. Page 32.

R. Oui.

52 Q. De toute façon, c'est un résumé de votre position que vous mentionnez à la page 32 relativement au fait que vous réclamez des tarifs selon la distance, la zone ou la localisation pour le service de point à point.

R. Excusez-moi!

53 Q. C'est au paragraphe 4.

- R. Mais ce n'est pas une réclamation, c'est simplement une affirmation...
- 54 Q. Bien, une affirmation.
- R. ... de notre interprétation de la loi, ça n'empêcherait pas.
- 55 Q. C'est une introduction, ce n'est pas vraiment une question. Alors, n'est-il pas exact qu'une telle tarification favoriserait les centrales situées proches de la charge locale par rapport à des centrales plus éloignées, une tarification selon la distance?
- R. Ça dépend des coûts de production.
- 56 Q. Toutes choses étant par ailleurs égales par ailleurs.
- R. La même centrale près de la consommation, oui, aurait un tarif...
- 57 Q. N'est-il pas exact par exemple...
- R. Excusez-moi! Évidemment, ça ne touche pas à l'intérêt du Québec parce qu'il n'y a pas de transit intérieur, et pour la charge locale a un prix fixe. Donc, pour l'instant, le tarif point à point ne s'applique qu'aux exportations.
- 58 Q. C'est correct. N'est-il pas exact, par exemple, que ça favoriserait, toujours la tarification selon la distance, ça favoriserait les centrales de turbine à gaz situées près de la charge par rapport à des centrales hydroélectriques éloignées, toutes choses étant encore égales par ailleurs?
- R. Comme j'ai dit, pour... si vous parlez des centrales

pour desservir la charge locale, non, ça ne ferait aucune différence parce que ces centrales-là ne paieraient pas le tarif point à point.

59 Q. On parle du service point à point, là, à ce niveau-là.

R. Oui, mais vous parlez de la consommation au Québec?

60 Q. C'est ça. Effectivement, pour exportations également.

R. Mais si c'est pour la consommation au Québec, une centrale près de la consommation pour consommation au Québec, lui, il ne paie pas le tarif point à point. Alors, c'est pour ça que je ne suis pas votre question.

61 Q. Disons que, moi aussi, je suis, je ne suis pas analyste au niveau de votre présentation qui était imminemment technique, comme on a mentionné tout à l'heure. Mais si on parle, là, au niveau du service... Si je comprends bien, au niveau du service point à point, ce que vous affirmez, c'est que eux n'ont pas... Qu'est-ce que vous avez mentionné au niveau du service point à point pour l'intérieur, à l'intérieur du Québec?

R. Que toute charge à l'intérieur du Québec est desservie soit selon le réseau intégré ou la charge locale, mais sans payer le tarif point à point.

62 Q. C'est ça. Parce que notre question, et je vous la rementionne au départ, mon introduction, là, à l'effet qu'à la page 32 de votre présentation, au paragraphe 4, que vous affirmez, comme vous l'avez

mentionné tout à l'heure, que les tarifs selon la distance, la zone ou la localisation pour le service point à point, O.K.

R. Mais vous faites référence au quatrième paragraphe où on dit :

Seen in this way, we suggest that the Act would not prevent the Régie from adopting incremental transmission rates, or even zonal or distance-based transmission rates for point-to-point service - since no Québec ratepayers are served under the point-to-point tariff.

C'est justement le point que je viens de faire.

63 Q. O.K. N'est-il pas exact que ça serait plus cher pour le service point à point d'exporter à l'extérieur si on est loin des centres de production, des centres de consommation, pardon?

R. Pouvez-vous expliciter votre hypothèse?

64 Q. C'est vrai que le service point à point va être plus dispendieux si les centres de consommation sont plus éloignés, de production sont plus éloignés?

R. Oui.

65 Q. O.K. D'après votre proposition, d'après votre affirmation.

R. Mais encore l'affirmation ne dit pas ce que vous

dites.

66 Q. Ce qu'on comprend.

R. L'affirmation dit que la Régie peut. Ce n'était pas une proposition.

67 Q. O.K.

R. C'est une analyse de ce que la loi permet ou ne permet pas.

68 Q. O.K. Bon, prochaine question. N'est-il pas exact, par exemple, que cela favoriserait les centrales de turbine à gaz situées près des clients d'exportation?

R. Les clients...

69 Q. Par rapport à des centrales hydroélectriques. Toujours, là, pour le service de point à point.

R. Alors, est-ce que vous parlez d'une hypothèse de la construction des centrales thermiques pour exportation?

70 Q. Oui.

R. Je ne pense pas que c'est une hypothèse extrêmement réaliste. Mais, effectivement, si ça se faisait, cette centrale-là localisée près de la frontière, selon une approche zone par zone ou par distance, paierait un tarif de transport moindre qu'une centrale lointaine.

71 Q. C'est beau. N'est-il pas exact que les turbines à gaz fonctionnent avec une source d'énergie non renouvelable?

R. À ma connaissance, oui.

72 Q. N'est-il pas exact que l'hydroélectricité utilise une source d'énergie renouvelable au Québec?

R. Écoutez, la question de la renouvelabilité de l'hydroélectricité est une question complexe. Je ne suis pas certain que c'est le moment d'entrer dans le détail de ce débat.

73 Q. Donc, si je peux comprendre, pour vous, il y a un débat à faire à l'effet que c'est un... si on utilise une source d'énergie non renouvelable ou pas?

R. Bien, à mon avis...

74 Q. Au niveau de l'hydroélectricité.

R. À mon avis, l'hydroélectricité est une source qui est dans un sens renouvelable et dans un autre sens moins renouvelable. Alors, il y a des nuances à faire. Et je ne pense pas que c'est la cause de cette audience.

75 Q. O.K. N'est-il pas exact que l'énergie renouvelable est une condition nécessaire au développement durable, est-ce qu'elle n'est pas nécessaire au développement durable?

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Je pense que monsieur Raphals a raison, c'est un débat sur la production que vous faites, là.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

O.K. Je vais continuer mes questions.

76 Q. Donc, au niveau du 12-CP que vous réclamez, qui favorise le chauffage électrique et défavorise les

exportations, la tarification à proximité que vous réclamez semble favoriser les centrales de turbine à gaz et défavoriser les exportations. Le dénominateur commun de votre proposition, ça semble être de défavoriser les exportations d'hydroélectricité. Alors, on veut savoir pourquoi vous concentrez vos efforts pour décourager les exportations d'énergie renouvelable pour encourager les importations de gaz naturel qui sont, pour nous, une énergie qui est non renouvelable et qui a un faible rendement énergétique?

Me HÉLÈNE SICARD :

Je ne veux pas arrêter mon confrère dans son départ, là, mais il fait beaucoup d'affirmations dans cette question. Là, je vais lui demander où est-ce qu'on a dit ce qu'il dit qu'on a dit avant qu'il pose sa question. J'aimerais ça le savoir. Autrement la question n'est pas pertinente.

LE PRÉSIDENT :

Je ne sais pas si on va finir aujourd'hui mais... C'est parce que, Maître Gauthier, si vous voulez poser des questions à un témoin, normalement...

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Il faut savoir.

LE PRÉSIDENT :

On lui dit : vous avez affirmé telle chose à tel endroit à telle page. Bon. Maintenant, si je mets ça en relation avec d'autre chose. Mais, là, vous faites des relations entre bien des choses, puis on n'est pas sûr que les affirmations à la base sont exactes.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

O.K.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je pense que vous auriez avantage à réorienter vos questionnements en fonction de références précises. Les observations de maître Sicard sont tout à fait fondées.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

O.K. On n'a pas la note exacte. On ira en argumentation sur les informations qui ont été transmises par rapport à la preuve du RNCREQ. On ira en argumentation là-dessus. Je ne veux pas prendre trop de temps pour rechercher la désignation exacte dans la preuve du RNCREQ.

- 77 Q. Alors dernière question, une question hypothétique. Si les CRIS se lançaient en partenariat avec l'entreprise privée dans le développement des ressources hydroélectriques de leur territoire, quelle sorte de tarification du transport leur serait

la plus favorable, une proposition basée comme la vôtre ou celle d'Hydro-Québec sur le 12-CP et 1-CP?

M. PHILIP RAPHALS :

R. Répétez-moi la question s'il vous plaît!

78 Q. C'est une question hypothétique. Vous êtes expert, alors je peux bénéficier de votre expérience à ce niveau-là. Si les CRIS se lançaient en partenariat avec l'entreprise privée ou avec Hydro-Québec dans le développement des ressources hydroélectriques de leur territoire, quelle sorte de tarification du transport leur serait la plus favorable, votre proposition ou celle d'Hydro-Québec au niveau du tarif timbre-poste ou selon la distance?

R. Nous n'avons pas proposé un tarif selon la distance.

79 Q. En tout cas, vous affirmez dans votre preuve que, vous recommandez ce qu'on mentionnait tout à l'heure au niveau, selon la distance, vous faites des affirmations dans ce sens-là?

R. Je suis désolé mais...

80 Q. Je vais lire votre... C'est malheureusement pas de page sur mon... ça doit être 32 encore.

Seen in this way...

Au paragraphe, toujours au paragraphe 4.

*Seen in this way, we suggest that
the*

Act would not prevent the Régie from adopting incremental transmission rates, or even zonal or distance-based transmission rates for point-to-point service - since no Québec ratepayers are served under the point-to-point tariff.

R. Effectivement, mais ce passage-là est à l'intérieur d'une discussion d'interprétation de la disposition du paragraphe 11 de l'article 49 de la loi. Ce n'est pas une recommandation. La recommandation se trouve à la prochaine page. Et je ne pense pas que vous voyez une proposition pour des tarifs basés sur la distance.

81 Q. Donc, malgré le passage que je vous ai mentionné, votre recommandation n'est pas à l'effet de demander un tarif basé selon la distance ou la localisation?

R. On n'a jamais fait une telle recommandation.

82 Q. O.K. C'est beau. Ça termine mes questions. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Guérard, excusez, Maître Gauthier. Il y a des lapsus des fois. Alors, Coalition industrielle, bon, ils sont partis. L'AIEQ ne sont pas là. L'ACEF de Québec ne sont pas là. ARC-FACEF-CERQ, est-ce que vous avez des questions?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF :

Une ou deux.

- 83 Q. Bonjour, Messieurs. Claude Tardif, ARC-FACEF-CERQ. Essentiellement, Monsieur Raphals, j'ai compris de votre témoignage de ce matin que vous avez fait une recommandation pour le tarif de la charge locale qu'on utilise soit le tarif du réseau intégré ou soit qu'on ait, je vais vulgariser, je ne sais pas le mot exact que vous avez utilisé, mais qu'on ait une espèce de contrat type où toutes les conditions seraient établies pour la charge locale, si j'ai bien compris, vous aviez une recommandation que vous mentionniez ça ce matin.

M. PHILIP RAPHALS :

- R. Je peux préciser, c'est déjà dans notre preuve, la deuxième branche était de modifier les Tarifs et conditions pour expliciter que la charge locale est présumée d'être un tarif en réseau intégré, et donc que toutes les dispositions qui s'appliquent au réseau intégré s'appliqueraient également à la charge locale.
- 84 Q. Ce que je veux essayer de voir avec vous, c'est cette distinction-là, s'il y en a une, entre le fait d'utiliser le service de réseau, le tarif de réseau intégré et le fait d'avoir un tarif spécifique pour la charge locale puisque, de par certaines questions également que vous avez mentionnées et un engagement,

on a prévu et on a vu que certaines dispositions du tarif service intégré ne s'appliquent pas à la charge locale. À l'heure actuelle, le Règlement 659, il y a certaines dispositions, nous dit-on, qui ne s'appliquent pas à la charge locale?

R. Ce que j'ai compris du dernier témoignage d'Hydro-Québec était que rien, que le document Tarifs et conditions tout simplement ne s'applique pas à la charge locale.

85 Q. Mais si on applique le tarif du réseau intégré, selon votre recommandation, quelle modification devrait-on faire à la proposition d'Hydro-Québec pour que ça puisse s'appliquer à la charge locale? Est-ce que ça peut s'appliquer intégralement le tarif de service intégré tel qu'il est, je pense que c'est l'annexe 3, c'est la partie 3 du service intégré dans le règlement, est-ce qu'on peut l'appliquer comme tel sans faire de modification pour la charge locale selon vous?

R. Je crois que oui.

86 Q. O.K. Donc, il n'y a pas de modification à y faire, on l'appliquerait. Moi, ce que je comprends également, il y avait une convention administrative auparavant qu'on appliquait à la charge locale, le tarif service intégré, dans le Règlement 659?

R. Justement jusqu'au trente et un (31) décembre deux mille (2000).

87 Q. Et donc, si je comprends bien votre témoignage, il

n'y a aucun empêchement quelconque à ce qu'on puisse continuer à appliquer le tarif de service intégré à compter de maintenant?

R. C'est correct.

88 Q. Est-ce que vous voyez ou est-ce que vous avez pu noter dans la preuve d'Hydro-Québec une condition qui empêche de l'appliquer à la charge locale? Est-ce que la proposition, la raison pour laquelle on ne veut pas l'appliquer, est-ce que vous avez noté quoi que ce soit, pourquoi qu'Hydro-Québec ne veut pas utiliser le tarif service intégré pour la charge locale?

R. Non.

89 Q. Donc, vous n'avez pas une raison, vous n'avez pas noté quoi que ce soit qui aurait... Si on applique l'autre hypothèse de faire un tarif... Est-ce que c'est possible de faire un tarif uniquement pour la charge locale, à savoir on a un tarif point à point, on a un tarif long terme, court terme, est-ce que ce serait possible d'avoir un tarif en réseau intégré, est-ce que ce serait possible d'avoir un tarif uniquement pour la charge locale?

R. Vous voulez dire à l'intérieur des Tarifs et conditions?

90 Q. Oui.

R. Je pense que c'est concevable.

91 Q. Parce que si j'ai bien compris, le pro forma tarif s'applique pour le tarif point à point long terme et

pour le service en réseau intégré?

R. Pour tout le point à point...

92 Q. Oui.

R. ... et le service intégré.

93 Q. Bon. Et que l'État, il y a un tarif qui est établi par l'État aux États-Unis pour la charge locale ou c'est les États qui s'occupent d'établir le tarif pour la charge locale, est-ce que j'ai bien compris ça ce matin?

R. Ça, ce n'est pas exact.

94 Q. O.K. Pouvez-vous me corriger sur ce que je viens de dire qui n'est pas exact?

R. Ça dépend. Et je pense qu'il y a des compagnies qui utilisent quand même le tarif en réseau intégré pour la charge locale comme notamment lorsqu'il y a des Independants Systems Operators dans les régions qui ont des ISO.

95 Q. Prenons que mettons qu'il y a deux hypothèses, à savoir il y en a aux États-Unis qui utilisent le tarif réseau intégré et il y en aurait d'autres qui auraient leur propre tarif par État pour la charge locale.

R. Oui, mais ce n'est pas tellement qu'ils ont un propre tarif de transport pour la charge locale que la charge locale est réglementée à l'intérieur de l'État selon des modalités qui existent depuis toujours et qui sont différentes d'une place à l'autre.

96 Q. O.K. Mais le transport, le tarif de transport, com-

ment se fait-il à l'intérieur? Prenons l'État.
Est-ce qu'on a un tarif spécial pour la charge
locale et un tarif spécial pour le point à point
ferme ou long terme ou court terme?

R. Je pense que, généralement, et monsieur Disher
peut peut-être me compléter, que, normalement,
c'est traité à l'intérieur des tarifs intégrés
* bundle tariff +.

97 Q. C'est des tarifs intégrés, donc il n'y a pas de
division...

R. C'est ça.

98 Q. ... entre transport, il n'y a pas... c'est un
tarif intégré?

R. Exactement.

(11 h 20)

99 Q. O.K. Monsieur Disher, vous avez mentionné ce matin
que, puis j'ai pris quelques notes parce que je
n'ai pas eu le temps de tout prendre en note, que
les exigences de la FERC étaient incompatibles
avec le pacte social; j'ai pris ça comme note.
J'aimerais savoir quelles exigences de la FERC
sont incompatibles, vous avez mentionné notamment
30.6, pouvez-vous nous ré-expliquer quelles
exigences sont incompatibles avec le pacte social,
et que doit-on faire pour les respecter, selon
vous, ces exigences-là de la FERC?

Mr. ELLIS O. DISHER :

A. I understand from the translation I am getting that you are asking if I can state which provisions of the tariff, of the FERC *pro forma* tariff...

100 Q. Yes.

A. ... are incompatible with Québec's social compact?

101 Q. Social context, compact... context... "pacte social", compact.

A. "Pacte social".

102 Q. Right.

A. The only point that I made, and the only point at which I am aware of a difference is specifically with respect to curtailment of firm service. And in that regard, the difference that I am aware of is, the FERC *pro forma* tariff requires a *pro rata* curtailment of all firm service, including service to native load.

103 Q. Including native load?

A. Yes.

104 Q. Okay.

A. And my understanding is that the "pacte social" states that a priority should be given to native load, it should only be curtailed as a matter of last resort, after other firm service has been curtailed. I am not aware of other, unfortunately, I am not aware of the entire "pacte social" provisions or requirements.

M. PHILIP RAPHALS :

R. Excusez-moi, juste une correction?

105 Q. Oui.

R. Vous avez dit 30.6, je pense c'est 13.6...

106 Q. Okay, parce que je l'ai noté. Mais, Monsieur Dishar, le fait que la charge locale soit en toute priorité, selon toutes situations, que la charge locale ait une priorité absolue, est-ce que je dois comprendre qu'il s'agit d'une incompatibilité que l'on puisse respecter le * *pro forma* tariff + de la FERC?

Mr. ELLIS O. DISHER :

A. It appears to me, at this point, to be an incompatibility. And clearly, Hydro-Québec cannot respect both, the "pacte social" and the *pro forma* tariff requirements. And our recommendation is that the "pacte social", in this case, should have priority, if you will.

If it requires Hydro-Québec then to deviate, to change provisions of its tariff so that they no longer match exactly with that provision of the FERC *pro forma* tariff, that simply then becomes an issue that they have to present to FERC and have FERC determine whether that change is significant enough to mean that they no longer meet the reciprocity requirement. Does that address your question?

107 Q. Yes.

A. Okay, alright.

108 Q. Merci.

M. PHILIP RAPHALS :

R. Si je peux juste compléter, pour votre...

109 Q. Si vous voulez.

R. ... connaissance. Il y avait une question de la Régie qui traitait justement de ce point-là, la réponse se trouve à la page 24...

Me CLAUDE TARDIF :

J'étais au courant, Monsieur Raphals, mais je voulais l'entendre de monsieur Disher, parce que ce matin, il a pris la peine de le mentionner et je voulais m'assurer que c'était, on avait, de bien mentionner qu'on était entre deux dispositions, entre respecter la Loi ici et de respecter l'exigence de la FERC, ce que je voulais m'en assurer. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Le prochain, c'est la Régie, est-ce que vous avez des questions?

CROSS-EXAMINED BY Me PIERRE R. FORTIN :

Un seul sujet, Monsieur le Président, ça va être court, une question de clarification.

110 Q. I would like to refer the witnesses to their written

presentation -- no, I am sorry, to an answer to the Régie's information request, and I believe that would be part of RNCREQ-19, and I would like to refer you to answer, or response 2.2, that would be on pages 4 and 5 of the document. Do you have the document?

M. PHILIP RAPHALS :

A. Yes.

111 Q. You do?

A. We do.

112 Q. Okay, fine. At the top of page 5, with respect to the point to point discounts, you state, and I quote,

Two additional measures would help to ensure that network native load customers do not bear the revenue shortfall resulting from excessive point-to-point discounts. These are first treating non-firm reservations as equivalent to firm reservations for purposes of calculating total system load, and the second is basing total system load on average monthly point to point reservations rather than on reservations at monthly system peak.

My question is, are you aware of any jurisdictions

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THEMES 5 & 6
PANEL - RNCREQ
Cross-ex. by Me Pierre R. Fortin

that actually apply those two measures right now,
and

if there are, could you specify which ones do apply, one or the other, or both?

M. PHILIP RAPHALS :

- A. I am not specifically aware of any jurisdictions that apply either in this context. However, with respect to the first point, that is treating non-firm as equivalent to firm, I believe we mentioned somewhere that this draws inspiration from the BC Utilities Commission decision on West Kootenay, which noted that when the system is entirely unconstrained, that non-firm service really is functionally equivalent to firm.

With respect to the second point, I haven't verified, but I suspect that there are utilities that do not strictly follow the hourly peak evaluation for short-term reservations, but that would take further research.

- 113 Q. Okay. And, just as a matter of clarification, and I am discussing this on a matter of principle, not on the numbers, what would be the impact of applying the first measure mentioned here on appendix H of Regulation 659 with the amount established in appendix H, to be modified in concordance or as a matter of consequence of applying such measure with
- I am referring to the first measure we just discussed a moment ago, treating non-firm

reservations as equivalent to firm reservations for purposes of calculating total system load, I am just asking you whether that would have, that would bear an impact on the establishment of the number in appendix H as for the required, or revenue requirements?

A. Yes, indeed it would, because at that point, non-firm reservations would not be treated as a revenue credit, and a revenue requirement, but would be treated as part of the load ratio share adjustment. In fact, one of the first corrections that I mentioned this morning, on page 41...

114 Q. That is part of the complex testimony of this morning...

A. For which I apologize.

115 Q. ... certainly as some other people didn't really understand at first glance, okay.

A. I made the correction...

116 Q. Now, I see, yes.

A. ... of moving the expression "attachment H"...

117 Q. Right.

A. ... to the second line. If, in the hypothesis that you are suggesting, it would remain on the first line.

Me PIERRE R. FORTIN :

That is very clear now. Thanks for the clarification. Those are all my questions. Thank you.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Tanguay?

CROSS-EXAMINED BY Mr. FRANÇOIS TANGUAY :

Good morning, gentlemen. Just a couple of questions since most of my stuff has been addressed.

118 Q. I would like to come back to the specific rebate for specific customers in the Bangor decision. As you are aware, Hydro-Québec is asking for the possibility to have rebates on certain roads rather than to be forced, in a certain manner, to have rebates on the entire system. What, how much of a link is there between that proposal and the Bangor decision?

I think we all agree that the Bangor agreement, which is basically a gentlemen's agreement between business people that has been backed by the Authority to a certain extent, is a very limited definition of public interest, anyways in my eyes, and it would be a tough sell here. But what I am trying to figure is how much of a link is there between what Hydro-Québec is asking for and the Bangor issue, they seem to be not that far apart?

Mr. PHILIP RAPHALS :

A. I don't actually see a link between the question of discounts specific to particular "chemins", paths,

and this one. I believe it has been mentioned that that modification Hydro is requesting is one that has already been adopted by FERC -- I think it was in 888-A, but I am not sure.

In other words, whereas in the initial order, they required that all discounts be offered to all customers, now for a number of years already, they have been on a standard basis allowing transmission operators to specify particular discounts for particular paths. But, at the same time, to offer them on OASIS to any takers, any parties interested in using them.

What is unusual about the Bangor decision, and the reason why I submitted it, and again, I will repeat my offer to provide the previous decision in the file which really does provide more light on the matter, what they had actually proposed, what they had agreed on in the settlement, was not only a negotiated discount between, for those three parties, but also language that said -- and I will read now from the Certification of Uncontested Settlement, under the heading "Discounting Policy", on page 2:

The parties agree that Bangor will implement a policy of discounting firm and non-firm transmission service if a

*customer represents, by affidavit,
that it requires a discount in order
to sell or purchase power and that
it would not have taken the
transmission service but for the
discount.*

119 Q. Which is almost to the word what Hydro-Québec is saying. That is why, it is even getting closer to what I am hearing...

A. Well...

120 Q. ... from Hydro-Québec.

A. ... what I heard in their presentation is that they would not begin to offer discounts unless it could be shown that there was a decline in revenues and that that decline could be retroactively associated with, but I don't hear any affirmative obligation to state, by affidavit or other means, that, "If it weren't for this discount, our revenues would be lower."

And, again I am not trying to make a close link but simply to open the door to this kind of thinking about associating, on the one hand, in special cases, carefully justified based on the facts, to make specific discount decisions with respect to specific customers, as something that one can do when justified; and secondly, that the basis for those decisions should be made on the true estimated impact on future transmission

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THEMES 5 & 6
PANEL -RNCREQ
Cross-ex. by Mr. François Tanguay

revenues.

Now, FERC disallowed that policy as a blanket policy, saying that it derogated from the *pro forma* tariff. Again, the facts are quite different from ours, it is really only in the sense of opening those two doors to your reflection.

121 Q. Well, it is certainly going to be interesting to see what the autopsy reveals on 888 at this point. One other subject is the true-ups.

A. Yes.

122 Q. I think it was more Mr. Disher that mentioned that, but the question is fielded to both of you. You mentioned a lot of cases, it seems that there are a lot of cases where there are true-ups, but you only ran this, you know, as a mention, and I would like to hear more about it.

What, how is it implemented, what is it, in a certain sense, compared to what we do in the gas here, for example, which is a "fermeture des livres", I can only say it in French, but in English, it is probably a true-up in English, I am not sure.

A. Yes...

123 Q. What is the similarity or dissimilarities between a true-up and an eventual closing of the books?

A. First, let me specify that, which maybe wasn't clear in my presentation, that there are really two different notions of true-up that are present in these tariffs.

One is automatic and is built into the very load ratio share mechanism of section 34, such that once the revenue requirement is specified, every month, the charge native load is based on the relevant proportion based on point to point reservations for that month. Which means that even without any end-of-the-year true-up, the net revenues at the end of the year are going to be very close to the actual revenue requirement.

The second notion of true-up, which I think is the one that you are referring to, is essentially to take care of that difference, and we have seen it is some tariffs, but not in all, and I think only in the ones in which the revenue requirement itself is fixed by a mechanism. In other words, the same way that many jurisdictions now have...

124 Q. It is part of the mechanism?

A. No, it is an additional mechanism, in that when you have the revenue requirement, not specified as a dollar amount but derived from amounts that are in, for instance, the FERC Form 1, then at the end of the year, you can find out that actually, your revenue requirement was different.

And those tariffs, and this is not from the *pro forma* but certain companies do then provide for a *post facto* true-up, which I suspect has great similarities

to the "fermeture de livres", but as I have never participated or really been involved in one of those files, I am certainly "mal placé" to try to precisely compare them, but it is something that we could do if...

125 Q. Okay. Anything to add, Mr. Disher, or...

Mr. ELLIS O. DISHER :

A. I have nothing to add to that.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Okay, thank you.

(11 h 40)

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne.

EXAMINED BY MR. ANTHONY FRAYNE :

126 Q. Good morning, gentlemen. I just have, I think, one question. Page 42 of your written testimony. Four lines from the top, it says:

It follows that, for FERC, transmission discounts are to be borne by the shareholder rather than by the regulated ratepayer.

If I have understood you right, what you are saying is that month discounts applied to non-firm service are treated by FERC in the *pro forma* as a subtraction

from total revenue requirements?

Mr. PHILIP RAPHALS :

A. That is right.

127 Q. Hydro-Québec is proposing to extend this principle to all short-term transactions, firm or non-firm?

A. That is right.

128 Q. And you are in fact proposing the same, well non-firm is really like firm in the case, in the specific case of Hydro-Québec -- well, if there are no constraints on the system. Here, I think, well, you mentioned FERC so we are getting to the *pro forma*, I think I understand why, in the case of the firm service, you make your forecasts assuming there are discounts, so if after that there are discounts, it is the shareholder that bears the brunt of this, if you like, unless he gets extra revenues of course. Is that also true for non-firm service, or, well, should the specific phrase "differentiate firm and non-firm service" to get back to my question...

A. First of all, in answer to your question, the answer is yes, it should have said "... firm transmission discounts are to be borne by the shareholder".

129 Q. Okay, okay.

A. But the nuance I would make is that, for firm service, it is not based on forecast at all, there are no forecasts of firm service revenues or reservations required. Instead, the mechanism set out

in section 34 each month determines the charge to native load based on total system load minus firm reservations, essentially. So the charge to native load already automatically takes into account the firm reservations, and there is no need to forecast them or obviously to adjust in the event a forecast is wrong.

130 Q. Okay. I wonder if that would be true in Québec though, given we have made the decision to go to the projected year rather, I mean, it seems to me that it is getting close to a historical year, I realize it is not a historical year exactly but isn't it the same sort of thinking, they are looking back on history, and we have decided we always, we look at the projected year, so that is why, I guess, I spoke of forecast.

A. Yes, I don't see it actually as historic, because it is really real time, it is the current month.

131 Q. Okay.

A. And it is not based on projecting forward, a historical test year, but...

132 Q. Okay.

A. ... but indeed, if you really want to work strictly according to a projected test-year methodology, there is a lot of changes that have to be made, I mean then section 34 can't function. Section 34 really is neither historic nor projected, it is a, to advance...

133 Q. It is...

A. ... to invent a phrase, a real-time test month in a sense.

134 Q. Okay, okay. Coming back though to my question, in the case of the non-firm discounts, is the procedure there, well, okay, now I think you have just answered my question.

A. ...

MR. ANTHONY FRAYNE:

I guess I have no more questions. Thank you, that is fine.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci. Je pense que ça clôt la preuve du RNCREQ?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Alors, nous pouvons libérer les témoins?

Me HÉLÈNE SICARD :

S'il vous plaît.

LE PRÉSIDENT :

Vous êtes libérés. Et maintenant, nous allons passer

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

à STOP/S.É., sauf que je me demande s'il n'y a pas lieu de faire la pause du dîner? Est-ce que vous prévoyez beaucoup de questions, autant qu'avec le RNCREQ, Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL :

Bien que certains confrères et moi n'avons pas la même définition d'un contre-interrogatoire de complaisance, apparemment, non, je n'aurai pas de questions pour STOP/Stratégies énergétiques.

LE PRÉSIDENT :

Parce que s'il n'y a pas beaucoup de questions, peut-être qu'on pourrait se rendre jusqu'à une heure (1 h) puis en terminer. Vous en avez pour combien de temps, Maître Neuman, dans votre présentation?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ce serait comme les autres présentations, ce serait une vingtaine de minutes à peu près. Je ne veux pas me lier à vingt, mais c'est comme les deux autres qui ont déjà eu lieu. Donc si, c'est dépendant de la quantité de questions qu'il y aurait des différents participants et de la Régie. Quant à nous, si c'est possible, nous préférierions passer...

LE PRÉSIDENT :

Immédiatement?

R-3401-98

DISCUSSIONS

28 mai 2001

Volume 27

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... d'un seul coup, comme ça, jusqu'à une heure
(1 h).

LE PRÉSIDENT :

Maître Gauthier?

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Moi, en tout cas, je ne sais pas les autres intervenants, nous, on n'aura peu ou pas de questions. Moi, ce que je vous demanderais, c'est de, à tout le moins, faire la présentation et après ça évaluer, parce qu'on a peut-être des obligations, on a des obligations en après-midi; alors, c'est sûr que si on termine tout de suite pour la pause, ça décale un petit peu plus dans l'après-midi.

LE PRÉSIDENT :

O.k. La Régie, est-ce que vous avez beaucoup de questions pour...

Me PIERRE R. FORTIN :

Présentement, je n'en ai pas, Monsieur le Président, je n'en ai pas de prévu.

LE PRÉSIDENT :

Bon, on va continuer avec STOP/S.É. tout de suite.
(11 h 50)

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

Une parenthèse, pendant que STOP-SÉ est en train de se préparer, je me demande si on n'aurait pas avantage à revenir à l'horaire de commencer à neuf heures et demie (9 h 30) ou si vous préférez continuer à huit heures trente (8 h 30). Moi, je suis ouvert à tout. Il me semblait que le fait de commencer à huit heures et demie (8 h 30) puis d'essayer de finir vers une heure (1 h), sauf que dernièrement, on n'a pas fini souvent vers une heure (1 h).

Me F. JEAN MOREL :

Je vais vous suggérer commencer à neuf heures et demie (9 h 30) avec la flexibilité que vous semblez avoir aujourd'hui, de la pause d'une heure de lunch, là.

LE PRÉSIDENT :

On essaie de s'adapter aux circonstances.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Comme il y a deux intervenants par jour, c'est possible que ça ne nous fasse pas des journées très, très longues, là. Peut-être qu'on va moins forcer le monde à être de bonne heure au bureau, comme on dit.

LE PRÉSIDENT :

Parce que demain, par exemple, Maître Morel, demain,

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

vous avez l'AIEQ puis Option consommateurs. Je ne sais pas pour combien de temps vous prévoyez pour Option consommateurs. Non, je parlais à maître Fraser qui s'approchait, là.

Me ÉRIC FRASER :

Pour la présentation?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me ÉRIC FRASER :

Une heure maximum.

Me F. JEAN MOREL :

Le contre-interrogatoire une demi-heure maximum.

LE PRÉSIDENT :

Alors, si on commençait à neuf heures et demie (9 h 30) demain, je pense qu'on pourrait peut-être finir à une heure (1 h) puis...

Me F. JEAN MOREL :

C'est parfait.

Me ÉRIC FRASER :

Il faudrait peut-être avertir l'AIEQ, je crois qu'ils débutent demain.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27
LE PRÉSIDENT :

DISCUSSIONS

Oui.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

On va les contacter.

LE PRÉSIDENT :

Bien, en tout cas, peut-être que, si on regarde aussi l'ARC-FACEF-CERQ pour jeudi trente et un (31) mai, bon, là se rajoute l'ACEF de Québec, bon, ça va faire quand même une bonne...

Me F. JEAN MOREL :

Vendredi.

LE PRÉSIDENT :

Non, c'est jeudi. On a reçu une lettre, là. Ce matin...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

L'ACEF nous a avertis qu'ils passaient jeudi.
C'est entendu.

Me F. JEAN MOREL :

O.K.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça. On s'adapte, Maître Morel.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27
Me F. JEAN MOREL :

DISCUSSIONS

Je vois bien ça.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Après deux mois, là.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me F. JEAN MOREL :

Alors, neuf heures et demie (9 h 30) demain matin, c'est bien, puis les autres matins, ou on fera ça au jour le jour, on s'adaptera.

LE PRÉSIDENT :

Bien, c'est juste qu'il faut terminer à chaque journée la matière qu'on a de prévue.

Me F. JEAN MOREL :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Mais j'ai l'impression que... C'est parce que c'est les gens qui avaient demandé d'essayer de commencer à huit heures et demie (8 h 30), finir à une heure (1 h), on a été ouvert à ça, je ne sais pas si vous voulez continuer dans cette veine-là ou si vous voulez changer.

R-3401-98

DISCUSSIONS

28 mai 2001

Volume 27

Me F. JEAN MOREL :

On s'adaptera, nous aussi, à un ou à l'autre horaire que vous voudrez bien choisir.

LE PRÉSIDENT :

Bon. Alors, neuf heures et demie (9 h 30) pour demain matin, et on verra après.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Peut-être juste, c'est sûr que la semaine dernière, on a commencé à huit heures trente (8 h 30), mais on a décalé toute la semaine. Tandis que, je pense, cette semaine, on va pouvoir respecter les deux intervenants par jour. C'est sûr que si on commence à neuf heures et demie (9 h 30), moi, je crains qu'on découle, qu'on dépasse un petit peu le une heure (1 h). Moi personnellement, ça ne me dérange pas. Je sais qu'il y a d'autres intervenants que ça dérange plus de finir à deux heures (2 h), là. Mais c'est sûr qu'en commençant à neuf heures et demie (9 h 30), on perd une heure. Moi, je n'ai pas d'objection en tant que telle mais...

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors pour demain, neuf heures et demie (9 h 30). Et puis on verra jeudi, peut-être qu'on le laissera à huit heures trente (8 h 30).

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Alors, bonjour, Messieurs les régisseurs. Monsieur Fontaine et madame Lalumière ont déjà été assermentés lors de leur passage précédent.

LE PRÉSIDENT :

Sous le même serment.

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce vingt-huitième (28e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :

JOANNE LALUMIÈRE

JACQUES FONTAINE

LESQUELS témoignent sous le même serment que celui prêté antérieurement.

INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

135 Q. Les pièces ont également été déposées incluant les réponses. Cependant, je demanderais à monsieur Fontaine de rappeler quelle part, il a joué dans les réponses qui ont été déposées par STOP-SÉ sous la cote SÉ-STOP-1 document 2 et s'il y a une correction que vous désirez apporter à cette pièce.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Oui, en effet, j'ai participé à la réponse des questions de la Régie tel que mentionné par maître Neuman. En fait, c'est la réponse 3.1, la question 3.1, c'était : * Veuillez indiquer quelles seraient, selon vous, les périodes de pointe à considérer pour la détermination des tarifs de transport de TransÉnergie. + Et à ce moment-là, nous avons produit une réponse. Il y a un tableau, tableau qui est à la page 8, et sur lequel, malheureusement, il y a eu des erreurs sur l'unité. Alors, on lit des mégawatts, c'est des prix par mégawatt; ça devrait se lire * par kilowatt +. Et aussi, dans les tarifs horaires, on a donné une réponse qui donne zéro virgule vingt sou (0,20 4), ça devrait être deux sous (2 4). Alors, c'est vrai pour toute la colonne, il faudrait mettre un zéro entre la virgule puis le premier chiffre qui paraît là.

136 Q. Sur chacun des quatre chiffres?

R. De la colonne des prix des tarifs horaires.

LE PRÉSIDENT :

Vous dites, Maître Neuman, que c'est STOP-SÉ-1 document 2?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, c'étaient les réponses aux demandes de renseignements, donc la cote, c'est SÉ-STOP-1 document 2

qui ont été déposées par la suite puisque les réponses sont venues après le dépôt du cahier des pièces. Je ne sais pas si, dans votre... oui, si ça a été intégré au cartable.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Allez-y!

Me DOMINIQUE NEUMAN :

- 137 Q. Alors, Madame Lalumière, je vous demanderais d'abord d'identifier la présentation que je suis en train de déposer, la présentation acétate, donc qui est cotée SÉ-STOP-1 document 5. Donc, est-ce que ce document a été préparé par vous ou sous votre supervision?

Mme JOANNE LALUMIÈRE :

R. Oui.

- 138 Q. D'accord. Donc, nous déposons en ce moment la présentation que je viens d'identifier et qui est en ce moment projeté sur l'écran.

SÉ-STOP-1 doc.5 : L'intégration des enjeux du développement durable dans la régulation des Tarifs et conditions du transport d'électricité par la Régie de l'énergie, présentée par madame Joanne Lalumière.

Alors, Madame Lalumière, je vous demanderais de présenter le document qui est projeté en ce moment.

Mme JOANNE LALUMIÈRE :

R. Alors, bonjour, Messieurs les régisseurs et les intervenants. Dans le mandat qui m'a été confié comme expert en environnement et en intégration du développement durable, l'essentiel de ma déposition a été fait dans les deux dernières présentations, les deux derniers thèmes qu'on a couverts, les thèmes 1 et 2, où on a fait une intervention et le thème 4. On m'a également demandé d'émettre un avis d'expert en termes de quelle était mon opinion au point de vue environnemental et question développement durable sur la structure tarifaire qui était proposée par Hydro-Québec.

Alors, les acétates qui vont suivre donnent essentiellement ma compréhension et la position que je préconise. Évidemment, je ne suis pas une experte au niveau détail de tarification, c'est pour ça que, en émettant des conseils, on a fait appel à monsieur Fontaine pour nous aider dans l'opérationnalisation pour être constructif de ce qu'on préconisait.

Alors, je commence. Par rapport à ce qu'on appelle la tarification timbre-poste. Évidemment, on reconnaît tel que le reconnaît également Hydro-

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL STOP-SÉ
Int. Me Dominique Neuman

Québec que cette

tarification, elle est nécessaire si on veut maintenir une uniformité territoriale du tarif total qui est offert actuellement aux clients du transporteur, qui est TransÉnergie. Et on conçoit qu'une tarification selon la distance désavantagerait la production qui est en provenance des sites hydroélectriques majeurs par rapport à des importations d'électricité de source thermique. Donc, d'une façon macro environnementale, il faut le comprendre dans ce sens. Donc, en fait, il y a donc un intérêt public et un intérêt associé au développement durable par rapport à retenir la tarification timbre-poste, à notre avis.

Si on regarde la tarification basée sur la puissance. Cette puissance, elle est reliée à la demande de la pointe. Le réseau a été conçu également pour cette pointe. C'est donc une situation qui est tout à fait représentative de la réalité des besoins de l'ensemble de la clientèle québécoise. Donc, à notre avis, il est clair ou il était évident que le tarif doit donc être structuré de manière à être partagé par tout l'ensemble de la clientèle qui bénéficie en fait des caractéristiques de ce réseau de transport qui est intégré.

Quand on regarde plus spécifiquement la tarification de point à point annuelle et mensuelle, telle qu'elle a été proposée dans la

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

THÈMES 5 et 6
PANEL STOP-SÉ
Int. Me Dominique Neuman

preuve d'Hydro-Québec, il faut

comprendre dans le premier point ici que c'est la tarification qui s'applique à la capacité réservée mensuellement qui devrait être plus élevée que le tarif annuel. Et on ajoute que la tarification mensuelle, en fait, devrait aussi varier selon la courbe saisonnière de consommation et de congestion du réseau aussi par le fait même. Et que le principe d'une tarification, ce même principe-là dans les faits pourrait être appliqué à des périodes plus courtes et inférieures à un mois. Ça a été expliqué un peu plus en détail dans le mémoire qui a été déposé.

Quant à la question du financement des additions et améliorations du réseau, notre commentaire ici est que nous appuyons de façon générale la position telle qu'elle est préconisée par Hydro-Québec sur cet aspect-là, c'est-à-dire que le coût du financement est réparti de façon générale à l'ensemble des utilisateurs du réseau intégré.

Si on regarde les rabais. Notre examen de la preuve d'Hydro-Québec nous amène à comprendre que les rabais s'appliquent ici pour, visent le court terme de point à point. Donc, que les rabais visent les excédents de capacité qui sont disponibles une fois qu'on a satisfait la charge locale et les services fermes de long terme. Donc, dans ce contexte-là, on comprend

que les rabais s'appliquent une fois que l'essentiel a été couvert et que si ces rabais-là n'avaient pas été en place, peut-être qu'on n'aurait pas vendu. C'est la façon qu'on l'a compris.

Donc, les rabais devraient également s'appliquer aux chemins dans le fond qui présentent la capacité de transport inutilisée la plus élevée. C'est notre interprétation et notre compréhension de la preuve ou du moins ce qu'on préconise comme approche.

Si on regarde une comparaison qu'on apporte ici, c'est que, à notre avis, ça se compare un peu à l'approche qu'on a dans le transport aérien, par exemple, dans le secteur privé où, quand on a des... il y a des rabais qui peuvent s'appliquer hors saison, en haute saison c'est le plein tarif, hors saison, on a des tarifs. Donc, c'est... Quand il y a moins de monde qui l'utilisent, bien, on peut appliquer les tarifs plutôt que d'avoir des sièges vides. Donc, plutôt que d'avoir une capacité inutilisée, on préconise ou on est d'accord avec l'application de rabais.

Donc, de façon générale, quand... Peut-être juste pour revenir sur, avant d'arriver à la conclusion. En ce qui concerne les éléments qu'on préconise pour les modifications à la tarification mensuelle, monsieur

Fontaine me suivra avec une présentation un peu plus technique pour démontrer comment que je voyais les choses que je préconisais, on pouvait le faire et l'opérationnaliser d'une manière plus concrète. Alors, c'est la raison de la présence de monsieur Fontaine ici et il fera cette présentation un peu plus technique par la suite.

Alors, de façon générale, si on arrive aux conclusions. À mon avis, il est important d'avoir une vision macro continentale dans l'appréciation des enjeux du développement durable. Et, évidemment, parce que le marché de l'électricité, il est maintenant, il faut le regarder de cette façon, il est continental. Et c'est nécessaire donc d'avoir une vision beaucoup plus continentale de la gestion des enjeux énergétiques à cet égard-là. Parce qu'il y a des enjeux de développement durable et des enjeux majeurs comme la pollution de l'air qui ne connais-sent pas de frontières.

Je reviens un peu sur les conclusions parce qu'étant donné que c'est ma dernière, le dernier témoignage dans le cadre des différents thèmes, je fais un rappel aussi de l'ensemble des conclusions. Donc, les décisions qui sont rendues ici sont examinées ail-leurs, elles font partie de la nouvelle jurisprudence que : par sa dimension et l'importance de son rôle

sur l'échiquier énergétique nord-américain, Hydro-Québec se doit de donner l'exemple et de servir de modèle en matière d'intégration des aspects du développement durable et que, il est reconnu de plus en plus qu'il y a une nécessité grandissante d'intégrer les préoccupations environnementales aux préoccupations économiques dans un contexte de mondialisation des marchés.

Merci. Ça complète mon témoignage. On va passer au témoignage de monsieur Fontaine qui opérationnalise, je dois dire, certains des éléments que l'on préconise. Merci.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je vous remercie, Madame Lalumière. Monsieur Fontaine, comme ça a été mentionné, vous avez préparé une élaboration sur deux points. Et j'ai une copie papier de la présentation que vous allez faire dans un instant. Il s'agit de deux documents, l'un sur la question de la pointe de la méthode du 1-PC et l'autre sur la tarification du service de point à point à court terme, mensuel et autres. Donc, j'ai des copies ici pour distribution. Les deux documents sont identifiés respectivement sous les cotes SÉ-STOP-1 document 6 et document 7.

SÉ-STOP-1 doc.6 : Examen de la robustesse du choix de la méthode 1 PC suivant les tests proposés par la FERC, présentée par monsieur Jacques Fontaine.

SÉ-STOP-1 doc.7 : La tarification du service de point à point à court terme, présentée par monsieur Jacques Fontaine.

(12 h 5)

LE PRÉSIDENT :

Maître Neuman, ma mémoire fait défaut, est-ce que monsieur Fontaine a été reconnu à date comme expert?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Il n'a malheureusement pas été reconnu comme expert puisqu'il n'a pas produit de rapport. Il a déjà été reconnu par la Régie comme expert dans d'autres dossiers.

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais cette fois-ci, vous l'avez présenté comme un analyste.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Moi, je souhaiterais, je souhaiterais le faire reconnaître comme expert puisqu'il a réellement une

expertise. Sauf que je ne sais pas si ça pose un problème le fait qu'il n'a pas produit de rapport lors de la présentation de la preuve initiale. Si ce n'est pas un problème, nous demandons à le qualifier comme expert.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, avez-vous des commentaires sur la demande de maître Neuman?

Me F. JEAN MOREL :

J'ai moi-même en tout début demandé à monsieur Fontaine, lors de la première apparition des témoins, STOP, Stratégies énergétiques, quel était son rôle au juste, il me l'a expliqué, on n'a pas requis qu'il soit qualifié comme expert, on ne l'a pas non plus interrogé sur sa participation à la preuve parce que, effectivement, il n'avait pas déposé de preuve. Je pense qu'il est un peu tard dans le processus, et que je suis à peine à en prendre connaissance à savoir s'il s'agit d'une nouvelle preuve. Déjà de déposer comme ça, là, une présentation sur une preuve qui n'est pas au dossier, c'est inusité, mais ce n'est pas la première fois qu'il y aurait quelque chose d'inusité dans la présente cause. Mais je ne pense pas qu'il y a lieu de qualifier monsieur Fontaine d'expert pour autant.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Les deux documents qui sont déposés, le document SÉ-STOP-1 document 7 intitulé *La tarification du service de point à point à court terme* ne fait que qu'élaborer sur la méthodologie qui a permis la réponse, qui a d'ailleurs été mentionnée tout à l'heure par monsieur Fontaine lorsqu'il a apporté une correction au tableau, donc il s'agit des mêmes données qui ont servi à l'élaboration de ce tableau. Il ne s'agit pas d'une nouvelle preuve mais de l'élaboration de la preuve déjà existante dans les réponses, réponses auxquelles monsieur Fontaine a contribué.

En ce qui concerne l'autre document, SÉ-STOP-1 document 6, il s'agit d'un examen de la robustesse d'un choix de la méthodologie qui a été présenté pour la première fois par Hydro-Québec lors de l'audience lorsqu'il a été fait état des tests, des trois tests de la FERC qui différenciaient le choix de la méthode 1 PC par rapport à celle du 12 PC. Cette preuve d'Hydro-Québec n'existait pas le quinze (15) août deux mille (2000) et elle n'existait donc pas lorsque les intervenants avaient à eux-mêmes produire leur preuve écrite.

Donc, cette preuve a été faite verbalement et par acétate en audience. Quelques autres intervenants

l'ont commentée. Et nous souhaitons, et monsieur Fontaine souhaite la commenter à son tour. Donc, sur la question de la qualification comme expert, je ne peux que vous répéter ce que je vous ai dit tout à l'heure, monsieur Fontaine n'a pas contribué au mémoire, il a contribué aux réponses et il a contribué aux questions qui ont été posées à différents intervenants au cours de l'audience également en m'assistant en salle.

LE PRÉSIDENT :

Alors, comme vous venez de l'expliquer, le rôle de monsieur Fontaine est plus celui d'un analyste que d'un expert, et nous allons accepter la position d'Hydro-Québec à l'effet que, un, il est tard, deux, vous ne l'avez jamais présenté de cette façon-là jusqu'à maintenant, et je pense que son rôle s'est limité à un rôle d'analyste. Alors, nous allons le garder comme analyste. Quant au point que vous soulevez, bien, c'est relié à la preuve directement.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui. À la preuve déjà existante, soit, comme j'ai mentionné, les réponses déjà existantes qui ont été déposées en bonne et due forme, soit une réponse...

LE PRÉSIDENT :

À la nouvelle preuve.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... à la nouvelle preuve d'Hydro-Québec. Donc, il est normal que nous puissions réagir à cette preuve qui a été présentée en audience.

LE PRÉSIDENT :

Alors allez-y!

Me DOMINIQUE NEUMAN :

139 Q. Alors, Monsieur Fontaine, je vous demanderais de présenter. Donc, on va commencer par la pièce SÉ-STOP-1 document 6. Vous avez examiné la robustesse du choix de la méthode 1 PC qui avait été, qui est proposée par Hydro-Québec au présent dossier en s'inspirant des trois tests de la FERC. Donc, est-ce que vous pourriez expliquer vos conclusions?

M. JACQUES FONTAINE :

R. Oui. Alors, on veut en fait voir jusqu'à quel point le réseau, bien, on sait, le réseau est conçu pour répondre à la pointe, une pointe annuelle coïnciden-te. Et il y a eu les trois tests de la FERC qui ont été amenés par monsieur Chéhadé. Et l'exercice que j'ai fait, moi, c'est de voir jusqu'à quel point ces tests-là sont robustes. Autrement dit, à quel point, c'est un procédé qu'on fait souvent en planification, à quel point est-ce que l'inégalité se changerait en égalité.

Alors, au tableau 6.1, ceci reprend le calcul, en fait si on prend sur la quatrième colonne à partir de la gauche, ratio sur pointe annuelle avec simplement la charge locale, ça redonne les chiffres qui apparaissent à la page 7 du document de monsieur Chéhadé, sa présentation. Alors, c'est le vingt-huit pour cent (28 %). Et ensuite, on calcule qu'est-ce que ça aurait été lorsqu'on inclut le service de point à point. Et puis notre vingt-huit pour cent (28 %) revient, vingt-cinq virgule trente-cinq (25,35 %); ce qui ressemble aussi aux chiffres que monsieur Chéhadé a montrés dans une réponse supplé-mentaire. J'ai le document ici, mais je n'ai pas la cote exacte.

Et dans le premier test, c'est moyenne des mois de pointe moins moyenne des mois hors pointe divisé par la pointe annuelle est plus grand que vingt pour cent (20 %). Alors, quelle quantité, la question à laquelle on a voulu s'adresser, c'est quelle quantité de service point à point, il faudrait ajouter ou il faudrait avoir au total pour, au lieu d'être plus grand que vingt pour cent (20 %), ce soit égal à vingt pour cent (20 %). Et on a la réponse au tableau 6.2, c'est-à-dire 6.1A où la réponse nous donne treize mille trois cent soixante-quatre mégawatts (13 364 MW), donc à peu près environ dix mille mégawatts (10 000 MW) de plus, dix mille mégawatts

(10 000 MW). Bon. Qu'est-ce qu'on peut dire sur dix mille mégawatts (10 000 MW)? Treize, quatorze fois Gentilly, six fois Beauharnois, une fois, deux tiers d'à peu près la capacité installée de la Baie-James. Ça, c'est de fait le test le plus robuste.

Au test numéro 2, le tableau 2 reprend le test tel que présenté par monsieur Chéhadé encore aux pages 6 et 7 de sa présentation écrite. Puis on dit : 1 CP si le minimum des pointes mensuelles - alors on prend le minimum des pointes - divisé par la pointe annuelle est plus petit que soixante-dix pour cent (70 %). Autrement dit, s'il y a un écart entre les deux supérieur à trente pour cent (30 %), là, on fait, puis on voit que dans notre cas, pour le ratio de la pointe que monsieur Chéhadé montrait, là, il avait montré cinquante-huit pour cent (58 %); moi, j'ai mis cinquante-sept (57 %), cinquante-cinq (55 %) parce que j'aime ça m'amuser avec bien des chiffres. Puis le ratio sur pointe annuelle, en prenant les services de point à point, bien, on a soixante-deux pour cent (62 %).

Et, là aussi, quelle est la valeur qui, au lieu de faire plus petit que soixante-dix (70 %) serait égal à soixante-dix pour cent (70 %). Et dans notre cas ici, on a treize mille cent soixante et onze mégawatts (13 171 MW) qui nous donne exactement, là,

sept zéro zéro zéro à quatre décimales, treize mille (13 000) par rapport à trois mille huit cent quarante-quatre (3844). Bien, c'est encore de l'ordre d'un dix mille mégawatts (10 000 MW) de plus que j'ai qualifié tout à l'heure.

Troisième test, le troisième test, c'est entre parenthèses un petit peu le plus mou, c'est la moyenne des pointes mensuelles divisé par la pointe annuelle qui doit être plus petit que quatre-vingts pour cent (80 %) si on est dans le domaine de la 1 CP. Alors, déjà avec les résultats, monsieur Chéhadé a montré soixante-quinze pour cent (75 %), moi ici je montre, en tenant compte du service de point à point puis de service intégré, soixante-dix-huit pour cent (78 %).

On a vu dans les réponses supplémentaires de monsieur Chéhadé que ça allait jusqu'à soixante-dix-neuf pour cent (79 %). Et puis pour avoir quatre-vingts pour cent (80 %), on a sept mille deux cent quatre-vingt-quatre (7284). Autrement dit, on est à trois mille cinq cents mégawatts (3500 MW) de plus. C'est le test un peu plus mou à cause du jeu des moyennes. Quand on joue sur les moyennes, évidemment, on masque les écarts. Et pour avoir quatre-vingts pour cent (80 %), bien, ça nous prend quand même trois mille cinq cents mégawatts (3500 MW), c'est-à-dire un doublement de la situation.

Donc, on peut conclure que deux des trois tests de la FERC sont très robustes par rapport à l'utilisation de la 1 CP pour Hydro-Québec, et puis le troisième est relativement robuste. Ça complète ce que je vou-lais dire sur l'examen de la robustesse du choix de la méthode 1 PC.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

140 Q. Monsieur Fontaine, donc sur ces tableaux-là, donc vous concluez qu'il faudrait une quantité nettement supérieure de réservations de point à point pour que l'un ou plusieurs de ces trois tests ne soient pas remplis, tests qui ont permis de retenir la méthode du 1 CP?

R. Oui, tout à fait. Puis, là, on parle de réservations annuelles. On est dans le cadre des réservations fermes de long terme.

141 Q. Merci. Donc, Monsieur Fontaine, vous passez à la pièce suivante, SÉ-STOP-1 document 7 qui est une élaboration sur la tarification du service de point à point à court terme.

R. Alors, en fait, on rappelle un peu le principe, là, c'est peut-être pas tout à fait le texte, le même texte que madame Lalumière avait dans sa présenta-tion. C'est : le tarif de réservation de capacité à court terme (mensuel ou plus court) devrait être supérieur au tarif de réservation de capacité annuelle. Ça, c'est un principe qu'Hydro-Québec a

amené. Et de plus, la tarification mensuelle devrait aussi varier selon la courbe saisonnière de consommation. Comme ça a été mentionné, on m'a demandé d'opérationnaliser cela.

Et ce que je propose, c'est dans le fond un système avec deux trimestres puis un semestre. Alors, de prendre la moyenne des mois de décembre, janvier et février comme représentant la période de pointe. Et ils ont une moyenne de pointe pour ces trois mois-là de trente-quatre mille cinq cent cinquante-cinq mégawatts (34 555 MW). Si on se souvient bien, monsieur Chéhadé nous a mentionné qu'il n'y avait pas eu de pointe en dehors des périodes de décembre, janvier, février, il n'y a jamais eu de pointe en mars et, d'après ma mémoire, parce que, là, je veux dire, que mettons sans être expert, je suis un homme de métier, il n'y avait pas eu de pointe en novembre non plus.

Après ça, j'ai pris la période, on a pris la période mars, avril, mai, septembre, octobre, novembre, et la valeur moyenne est vingt-sept mille zéro soixante-quinze mégawatts (27 075 MW), très très près de la moyenne annuelle qui est à vingt-sept mille sept cent soixante-huit mégawatts (27 768 MW). Et ça représente une espèce de valeur intermédiaire si on opérationnalisait mon quatre-vingt-dix-huit pour cent (98 %),

zéro virgule quatre-vingt-dix-huit (0,98) en disant un, je ne chicanerais pas. Et après ça, une période d'été, juin, juillet, août où, là, la moyenne est vraiment plus faible à vingt-deux mille trois cent soixante-quatre mégawatts (22 364 MW), et ça représente quatre-vingt-un pour cent (81 %).

Ce que nous allons faire, c'est appliquer ces facteurs-là, un point vingt-quatre (1,24), zéro point quatre-vingt-dix-huit (0,98), zéro quatre-vingt-un (0,81) ou valeurs de plus courte période qui sont montrées à la page, attendez, 26 de 66 de HQT-1 document, de HQT-10, excusez, document 1. Je pense que j'ai dans ma référence. Alors, nous, nous sommes d'accord avec le soixante-quinze dix-huit (75,18 \$) et je répartiss le tarif mensuel de huit zéro deux (8,02) selon les tarifs d'hiver, les tarifs de printemps et tarifs d'été.

Je vais vous faire remarquer que la valeur de six dollars et quarante-six (6,46 \$), si on la multiplie par douze, ça nous donne soixante-dix-sept et cinquante-deux (77,52 \$). Alors, c'est tout de même supérieur à la valeur annuelle de soixante-quinze dix-huit (75,18 \$). Autrement dit, on ne va pas à l'encontre du premier principe qu'on a mis, que les valeurs de plus court terme doivent être supérieures au tarif annuel.

Le tarif hebdomadaire calculé selon la même méthode qu'Hydro-Québec mais pondérée avec nos facteurs donne deux quarante-huit (2,48), un quatre-vingt-quinze (1,95), un soixante et un (1,61). Puis là aussi, le un soixante et un (1,61) multiplié par les facteurs soit de quarante-huit (48) ou de cinquante-deux (52) semaines, là, j'allais dire au goût ou selon le goût, vont donner respectivement soixante-dix-sept et vingt-huit (77,28) ou quatre-vingt-trois et quatre-vingt-douze (83,92).

Le tarif quotidien préconisé par Hydro-Québec de qua-rante sous (40 4) par kilowatt-jour devient cinquante (50), trente-neuf (39) et trente-deux (32). Et puis, là, les multiplications donnent un tarif annuel de quatre-vingt-trois et vingt (83,20). Et de même pour le tarif horaire. Puis ici, j'ai corrigé, là, la présentation qu'il y avait dans notre réponse en tassant, en prenant le zéro virgule un six six sept sous (0,1667 4) et je le répartis toujours selon les mêmes mécanismes. Alors, tout ça pour opérationnali-ser ce qui avait été déjà esquissé dans la réponse donnée à la Régie et montré dans le rapport d'exper-tise de madame Lalumière.

142 Q. Je vous remercie, Monsieur Fontaine. Si je comprends bien, ce que vous venez de montrer sur le tableau 7.2 de cette pièce SÉ-STOP-1 document 7 page 4, ce sont les mêmes chiffres qui apparaissent au tableau de la

réponse qu'on a vue tout à l'heure à la page 8,
c'est la réponse 3.1 de la pièce SÉ-STOP-1
document 2?

R. En tenant compte des corrections de kilowatts...

143 Q. Oui, oui, des corrections.

R. ... au lieu des mégawatts.

144 Q. Des corrections que vous avez faites.

R. En tassant, en donnant les décimales comme il faut
sur la dernière colonne.

145 Q. Oui, en mettant un zéro de plus, oui. Je vous
remercie bien. Donc, ça complète notre preuve,
Messieurs les régisseurs, et les témoins sont à la
disposition des intervenants et de la Régie.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors, Hydro-Québec, vous maintenez tou-
jours votre position?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, je confirme que nous n'avons pas de
questions. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Si je me réfère à la liste et à ceux qui
sont encore présents dans la salle, GRAME-UDD,
est-ce que vous avez des questions?

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Non, pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

CERQ, ARC-FACEF-CERQ, pas de questions. Monsieur Bastien n'a pas de questions. Alors la Régie.

Me PIERRE R. FORTIN :

Pas de questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Tanguay, monsieur Frayne?

M. ANTHONY FRAYNE :

Il semble que tout tombe à moi. Je commence par la présentation qu'on a eue ce matin de monsieur Fontaine. Bonjour.

(12 h 20)

INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE :

Excusez-moi, je ne croyais que ce serait mon tour si vite; c'est peut-être... Bon, c'est plutôt la présentation de madame Lalumière, page 7.

146 Q. Votre quatrième point...

R. Oui.

147 Q. On est là, * Les rabais devraient s'appliquer aux chemins qui présentent la capacité de transport inutilisée la plus élevée +. J'aimerais juste voir si, disons, à première vue, il me semble que ça, c'est considérablement différent que le principe qu'Hydro-Québec a mis devant nous comme une politique

de rabais que, disons, là, ils ont parlé des prix sur les...

R. Des routes avec contraintes, de ce que je comprenais.

148 Q. Excusez-moi?

R. Des routes avec contraintes.

149 Q. Oui, mais je pense que c'est plutôt d'une politique globale, si je... c'était fortement relié avec les revenus qu'elle obtenait, et cetera, et on pourrait voir des liens avec les prix sur les marchés. Vous parlez de capacité inutilisée; est-ce que c'est la même chose, ou voyez-vous une contradiction avec Hydro-Québec ou c'est la même chose? Si vous pouvez juste m'éclairer.

R. Non, même que si je me réfère au mémoire que j'ai déposé, je faisais même allusion à une citation de monsieur Chéhadé dans son document où, si je me souviens bien, c'est bien la référence de monsieur Chéhadé, où on disait que plutôt que de ne pas vendre, on est mieux de vendre à rabais. Alors, c'est dans cet esprit-là que mon intervention se faisait, là. Je vais essayer de retrouver la citation à laquelle je faisais allusion.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Monsieur Frayne, si vous permettez, je crois que monsieur Roberge dans sa déclaration, dans sa présentation, moi, je n'ai pas les références exactes, mais lui aussi a fait référence à des rabais

par chemin.

150 Q. Oui, d'accord, je me rappelle.

Mme JOANNE LALUMIÈRE :

R. Exactement; donc, la citation, c'est * vendre même à prix réduit est préférable à ne pas vendre +, et on retrouve ça dans le document, effectivement la pièce HQT-10, document 1, page 28, qui est la présentation ou la déposition de monsieur Chéhadé.

151 Q. D'accord, merci.

R. D'accord?

152 Q. Vous recommandez un tarif saisonnier, si je comprends bien, là on va effectivement à la présentation qu'on vient d'écouter, si j'ai bien compris, là, on parle d'un tarif saisonnier pour le tarif point à point, et ce serait le court terme parce que vous modulez ça par mois ou par an, et cetera.

Selon vous, est-ce qu'une telle approche est préférable à l'approche par rabais, disons, je peux concevoir que les rabais jouent le même rôle si on veut qu'une tarification, ça pourrait être, on n'est pas rendu là, mais on pourrait envisager que ce serait comme un tarif point à point.

Est-ce que vous pensez qu'on est mieux avec des tarifs saisonniers ou avec des rabais, ou est-ce qu'il y a une place pour les deux?

M. JACQUES FONTAINE :

R. Bien, je pense que les tarifs qu'on présente ici peuvent être considérés comme des maximum, des plafonds, pour être là, et qu'ensuite on pourrait en plus avoir une autre politique de rabais, mais dans notre esprit, ça enlève un peu de marge, là, ça rend les choses un peu plus transparentes que de garder des rabais qui sont, qui arrivent à la dernière minute, puis qu'on sait pas trop comment ils vont être choisis ou déterminés.

153 Q. Donc, ce...

R. Ce serait comme un tarif plafond...

154 Q. D'accord, mais...

R. ... mais sur lequel il pourrait y avoir d'autres rabais, là...

155 Q. D'accord, je comprends, merci.

Mme JOANNE LALUMIÈRE ;

R. Il y a un rôle de signal, si on veut, aussi.

156 Q. Oui, d'accord. Toujours le même document, je vois que dans votre tarif saisonnier, vous modulez ça sur la pointe globale d'Hydro-Québec ou, disons, les ventes par période. C'est un tarif qui s'applique au point à point, à court terme, ce qui est la tarif, actuellement, en tout cas, ça, c'est un tarif d'exportation; ça pourrait aussi être importation envisagé par une tierce partie. Donc, c'est -- simplifions, c'est un tarif qui est utilisé pour

transporter les exportations, on a les interconnexions.

Là, j'aimerais juste que vous commentiez un petit peu; ce que je vois, c'est qu'il y a un réseau, en autant qu'on sache, n'est pas congestionné, qui est le réseau global, et après ça, ces ventes-là passent par des interconnexions; et je dois admettre, je reste un petit peu mystifié par la cause que tout le monde dit qu'il n'y a pas de congestion, mais quand même les interconnexions semblent être pleines.

Mais ça, c'est une... disons, c'est une constatation pour le moment, qu'on voit que certaines des interconnexions sont réservées à cent pour cent (100 %), et j'ai eu l'impression, des divers chiffres mis devant nous, qu'elles sont surtout utilisées en été.

Donc, j'aimerais juste que vous donniez des commentaires, disons, est-ce qu'on veut quand même inciter par un faible prix l'utilisation de ces interconnexions en été ou est-ce que ça peut causer un problème et qu'est-ce qu'on pourrait faire, ou est-ce qu'il n'y a pas de problème.

M. JACQUES FONTAINE :

R. Oui, mais ici, ce qu'on vous adresse, c'est le réseau

de transport, et tous les éléments qu'on a eus devant nous, c'est que le réseau de transport, lui, est fortement sollicité. Je me souviens que monsieur Gingras a parlé qu'en pointe, son réseau était utilisé de l'ordre de quatre-vingt-quatorze (94), quatre-vingt-quinze pour cent (95 %); ça, c'est en tenant compte de ses contraintes. Alors, notre chose s'adresse davantage au réseau de transport comme qu'un examen des interconnexions une à une.

157 Q. D'accord, mais je comprends que les interconnexions font partie du réseau de transport selon la définition?

R. Oui, oui.

158 Q. Okay, parfait...

R. Mais c'est le réseau de transport en général, là.

159 Q. Oui, d'accord.

R. La tarification vient sur l'ensemble du réseau de transport.

Me ANTHONY FRAYNE :

Bon, ce sont toutes mes questions. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Frayne. Alors, ça complète votre preuve, Maître Neuman.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ca complète notre preuve; cependant, j'en avais

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

glissé un mot il y a environ une semaine, je suis en train en ce moment de faire la revue de ce que j'ai besoin pour l'argumentaire. Il y a quelques documents que je vais, d'ici la fin de cette semaine...

LE PRÉSIDENT :

Etes-vous en train de dire que vous en avez pas produits assez?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je suis effectivement en train de dire ça, et je les présenterai d'ici les prochains jours; je suis en train de revoir pour être sûr que j'ai... il y a dans certains cas, il y a un décret québécois qui n'est pas de connaissance judiciaire, donc, je le dois déposer pour pouvoir en parler, donc il faut que je...

LE PRÉSIDENT :

Mais, vous avez fait témoigner vos...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ce n'est pas aux fins du témoignage, c'est aux fins de l'argumentation qu'il y a -- je suis en train de faire, de passer en revue. C'est pas un grand nombre de documents, c'est quelques petites choses, mais que je dois, je dois déposer pour que je puisse en parler, sinon on... sinon, techniquement, je ne peux

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27

DISCUSSIONS

pas parler dans l'argumentaire de ce qui n'est pas
en preuve.

LE PRÉSIDENT :

On verra en ce moment-là, mais a priori, je vous
avoue que vous avez une petite côte à remonter.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Alors, je la remonterai.

LE PRÉSIDENT :

Alors, ça termine l'audience pour aujourd'hui, il
n'y a pas rien de spécial. Alors, demain neuf
heures et demie (9 h 30).

Me F. JEAN MOREL :

Bien, merci.

Me PIERRE R. FORTIN :

Monsieur le Président, les témoins sont libérés,
je présume?

LE PRÉSIDENT :

Oui, on libère les témoins.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Merci.

R-3401-98
28 mai 2001
Volume 27
AJOURNEMENT

DISCUSSIONS

CERTIFICAT

Je, soussigné, certifie que les pages précédentes
représentent une transcription conforme et fidèle
de l'instance notée par moi à Montréal (Québec),
ce vingt-huitième (28e) jour du mois de l'an deux
mille un (2001).

Michel Daigneault,
Sténographe officiel bilingue