

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 24 MAI 2001

VOLUME 25

MICHEL DAIGNEAULT
STÉNOGRAPHE OFFICIEL

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

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
24 mai 2001
Volume 25

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
24 mai 2001
Volume 25

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES	5
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
PRÉLIMINAIRES	7

PREUVE HYDRO-QUÉBEC

MICHEL BASTIEN

MARCEL CÔTÉ

JEAN-PIERRE GINGRAS

INTERROGÉS PAR Me JACINTE LAFONTAINE	13
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD	31
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANCOIS GAUTHIER	86
CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAIIS	91
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF	108
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN	142
INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY	157

PREUVE OPG

CRAIG R. ROACH

EXAMINED BY Me PIERRE TOURIGNY	161
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me F. JEAN MOREL	170

JOEL SINGER

INTERROGÉ PAR Me PIERRE TOURIGNY	179
--	-----

CRAIG R. ROACH

JOEL SINGER

CROSS-EXAMINED BY Me PIERRE R. FORTIN	185
INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY	199
INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE	203

PREUVE DE ACEF DE QUÉBEC

VITAL BARBEAU

RICHARD DAGENAIIS

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

LISTE DES PIÈCES

PAGE

<u>HQT-10 doc.3.1</u> :	(En liasse) Présentation lors de l'audience, taux de pertes de transport, présentée par monsieur Marcel Côté, mai 2001...	16
<u>HQT-10, doc. 1.7.3</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement 53.....	84
<u>HQT-10, doc. 1.7.11</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement 63.....	85
<u>HQT-10, doc. 1.7.12</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement 64.....	85
<u>RÉGIE-5</u> :	NERC Planning Standards, Septembre 1997.....	189

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
<u>ENGAGEMENT 73</u> :	Fournir les résistances sur une ligne à 735 kV à des températures de +25 et de -20100
<u>ENGAGEMENT 74</u> :	Fournir la valeur de résistance ohms d'une ligne de courant continue de 100 kilomètres.. 130
<u>ENGAGEMENT 75</u> :	Fournir le pourcentage des taux de pertes mesurés à l'interconnexion de type Châteauguay et selon les différentes charges transitées..... 134

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PRÉLIMINAIRES

(8 h 30)

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce vingt-quatrième
(24e) jour du mois de mai :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Audience du vingt-quatre (24) 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.

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Bonjour.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

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.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Bonjour.

M. VITAL BARBEAU :

Bonjour.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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.

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.

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.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

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.

Me PIERRE TOURIGNY :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

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 Hélène Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

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 représentations au sujet de ce dossier?

Je demanderais par ailleurs à chacun des intervenants de bien s'identifier pour les fins de l'enregistrement. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, bonjour, tout le monde. Ce matin, on va commencer avec un nouveau thème, les taux de pertes. Et je comprends que l'artillerie lourde d'Hydro-Québec va être d'attaque à matin. On a réussi à épuiser leur procureur en chef.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Il était devenu trop malcommode.

LE PRÉSIDENT :

Ça, on comprend ça. Alors, c'est à votre tour, Maître Lafontaine.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Merci. Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs. Effectivement, on en est au thème 5, en fait c'est le panel 2 du thème 5 concernant les taux de pertes. C'est le dernier panel d'Hydro-Québec qu'on présentera à la Régie dans ce dossier. Ce panel sera composé de monsieur Jean-Pierre Gingras, monsieur Marcel Côté et évidemment le fidèle, toujours fidèle, monsieur Michel Bastien.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce qu'on a perdu monsieur Chéhadé en cours de route?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Effectivement, monsieur Chéhadé, finalement, ne témoignera pas sur ce panel, n'agira pas comme témoin sur ce panel.

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce vingt-quatrième (24e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :

MICHEL BASTIEN

MARCEL CÔTÉ

JEAN-PIERRE GINGRAS

LESQUELS témoignent sous le même serment que celui prêté antérieurement.

INTERROGÉS PAR Me JACINTE LAFONTAINE :

- 1 Q. Je vais donc commencer par vous, Monsieur Côté. Votre témoignage écrit sur le thème 5 se retrouve à la pièce HQT-10 document 3. Cette pièce est intitulée *Méthodologie de calcul du taux de pertes*. Est-ce que cette pièce a été préparée par vous, sous votre contrôle ou supervision?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Oui.

- 2 Q. Aussi, avez-vous participé à la préparation des réponses d'Hydro-Québec se rapportant à votre témoignage écrit, lesquelles réponses ont été

déposées au dossier de la présente cause comme
pièce HQT-13?

R. Oui.

3 Q. Ces réponses ont-elles été préparées par vous ou
sous votre contrôle ou direction?

R. Oui.

4 Q. Avez-vous quelque correction, modification ou
ajout à apporter ce matin à ces pièces?

R. Non, aucune.

5 Q. Est-ce que vous êtes prêt à adopter la pièce
HQT-10 document 3 de même que les réponses
d'Hydro-Québec se rapportant à ce document et qui
sont contenues à la pièce HQT-13 comme votre
témoignage écrit dans la présente cause et à être
contre-interrogé sur ce document?

R. Oui.

6 Q. Je vous remercie. Monsieur Gingras, mes questions
s'adressent maintenant à vous. Est-ce que vous
avez également participé à la préparation ou à la
supervision des pièces qui viennent d'être
adoptées par monsieur Côté, à savoir la pièce
HQT-10 document 3 et les réponses d'Hydro-Québec
se rapportant à ce témoignage, lesquelles réponses
ont été déposées sous la cote HQT-13?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui.

7 Q. Est-ce que vous adoptez ces documents comme votre

preuve dans la présente cause et êtes-vous prêt à être contre-interrogé sur cette preuve?

R. Oui.

- 8 Q. Évidemment, complétera le panel monsieur Michel Bastien en tant que directeur Affaires tarifaires et réglementaires chez Hydro-Québec. Comme tous les témoins de ce panel ont déjà comparu devant la Régie, évidemment, leur curriculum vitae a déjà été produit, curriculum vitae qu'on retrouve à la pièce HQT-12. Je crois qu'il sera évidemment nécessaire que le c.v. de monsieur Bastien soit mis à jour suite à l'audience, mais pour l'instant, il a été déjà produit.

LE PRÉSIDENT :

Qu'est-ce que c'est déjà au juste sa formation?

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est ça. Il faudra certainement une importante mise à jour.

M. MICHEL BASTIEN :

R. On en apprend à chaque jour.

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est monsieur Marcel Côté qui présentera la preuve d'Hydro-Québec ce matin. Et je demanderais de déposer la version papier du document de présentation sous la cote HQT-10 document 3.1 en liasse.

HQT-10 doc.3.1 : (En liasse) Présentation lors de l'audience, taux de pertes de transport, présentée par monsieur Marcel Côté, mai 2001.

Comme la distribution de la pièce semble terminée, c'est donc à vous, Monsieur Côté.

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Bonjour, Messieurs. Je vais vous faire une présentation ce matin sur les taux de pertes, les taux de pertes de transport. Ce que je vais faire principalement, c'est vous faire un rappel des considérations que nous avons utilisées pour établir ce taux de pertes-là en question. La présentation devrait être relativement brève compte tenu que j'ai à peu près sept acétates, comme vous voyez sur votre document. Donc, ce sont les sept acétates qui suivent.

Dans le contrat de transport, on utilise le taux de pertes pour, d'une part, parce que le tarif de transport est établi au niveau des points d'entrée, donc ça inclut toutes les pertes. Donc, pour calculer, faire la facturation des clients du transport qui utilisent le réseau de transport, on utilise le tarif qui a été discuté au cours de la semaine passée et le taux de pertes en question.

Le taux de pertes également sert également aux personnes qui prennent un contrat de transport, de connaître également la quantité de puissance qui doit être mise à l'entrée du réseau comme tel aux points de réception, aux points de livraison et qu'ils aient la quantité qu'ils ont besoin comme telle. Donc, c'est à ces deux éléments-là que sert le taux de pertes moyen qu'on utilise.

Le taux qu'on utilise effectivement, c'est un taux moyen annuel. Donc, on aurait pu utiliser d'autres types de taux, il y a le taux de pertes... Le taux de pertes sur le réseau de transport, c'est un taux qui varie à tout moment, à tous les instants; c'est un taux qui varie. Celui qu'on utilise, c'est un taux moyen.

Les trois points pour lesquels on retient ce taux moyen-là, c'est au niveau de la tarification, si je regarde le premier point, c'est tarification basée sur les coûts moyens. La tarification, comme vous avez vu, permet de récupérer l'ensemble des coûts, c'est-à-dire les revenus requis de TransÉnergie. Le taux moyen annuel des pertes permet cette même récupération-là des pertes sur l'ensemble du réseau de transport.

Le deuxième point, c'est une question de stabilité.

Si j'utilisais, comme j'ai mentionné, compte tenu que le taux de pertes est variable à tout moment sur le réseau de transport, si j'utilisais un taux à un moment donné, bien, si je revenais année après année réviser ce taux de pertes-là, on aurait probablement des taux qui varient, un taux de pertes qui serait variable. En utilisant un taux de pertes moyen, on a un taux qui est beaucoup plus stable comme tel.

Le dernier point, c'est une question d'équité. C'est que les transactions peuvent survenir à tout moment sur le réseau pour des durées, différentes durées. Ce qui fait en sorte qu'en utilisant le taux moyen sur une base annuelle, vu que je couvre l'ensemble des transactions du réseau de transport, c'est-à-dire la charge locale plus le point à point, à ce moment-là, je récupère pas plus, pas moins, je récupère les pertes qu'on a sur le réseau de transport.

Soit dit en passant, aujourd'hui, au moment où on se parle, on a deux taux de pertes : le taux de cinq (5 %) et de sept pour cent (7 %); cinq pour cent (5 %) pour le réseau intégré et sept pour cent (7 %) pour le point à point. La combinaison de ces deux taux-là, actuellement, donne un taux moyen de cinq point deux pour cent (5,2 %). Et c'est ce qu'on utilisait, ça récupère, si vous voulez, le taux moyen. Puis ce qu'on propose aujourd'hui, c'est

encore un taux moyen annuel qu'on propose.

Donc, il n'y a pas rien de nouveau à ce niveau-là. Où il y a différence, où il y a du nouveau dans la proposition qu'on fait, c'est l'unification de ces deux taux-là. Donc, on avait un taux de cinq (5 %) et de sept pour cent (7 %), comme j'ai mentionné, et ce qu'on propose, c'est d'avoir un seul taux, ce taux-là de cinq point deux pour cent (5,2 %).

La raison pour laquelle, on souhaite que ces deux taux-là soient unifiés, bien, le premier point, c'est la question de réseau intégré. Vous avez entendu même, vous avez entendu monsieur Régis, monsieur Gingras même, puis monsieur Vaillant parler du réseau intégré. Le réseau intégré, c'est l'ensemble des équipements qui servent à rendre les services de transport. Donc, sur ce principe-là, on utilise le même principe pour les taux de pertes. C'est l'ensemble des équipements qui servent à l'ensemble des services; on ne peut pas séparer à ce moment-là le taux de pertes.

Cohérence avec le principe timbre-poste, unification territoriale des tarifs. On ne fait pas de distinction territoriale avec le taux de pertes.

Même si on avait le taux de cinq (5 %) et de sept

pour cent (7 %) avant, ils ne faisaient pas de distinction dû au fait qu'on utilisait les interconnexions plus avec le taux de sept pour cent (7 %) ou qu'avec le cinq pour cent (5 %).

C'était une formule qu'on avait, c'était une méthode analytique qu'on utilisait qui faisait la simulation du taux de pertes qu'on avait sur l'ensemble du réseau et qui, elle, donnait globalement un taux de cinq point deux pour cent (5,2 %) et qu'on étudie en différentiel, si vous voulez.

Donc, on a pris lorsqu'on a fait le profil en, pour le tarif de quatre-vingt-dix-sept (97), on a utilisé des profils quatre-vingt-quinze (95) pour établir un premier taux qui était global, un taux de cinq point deux pour cent (5,2 %), et on a pris un profil après ça, le profil de la charge locale, qui était le profil de quatre-vingt-quinze (95) à cette époque-là pour calculer le taux de cinq pour cent (5 %).

Et entre les deux, le cinq point deux (5,2 %) et le cinq pour cent (5 %), on a calculé un différentiel. C'est comme ça qu'on a calculé le sept pour cent (7 %) à cette époque-là.

Ce que fait cette formule-là principalement, c'est que ce n'est pas, ce n'est pas une méthode

d'écoulement des puissances comme telles sur l'ensemble du réseau de transport. TransÉnergie a déjà fait ces études-là à l'époque avant de pouvoir faire cette formule-là. Et cette formule-là permet de simuler, si vous voulez, sur l'ensemble.

Qu'est-ce qu'elle fait en fait? C'est qu'elle reprend chacune des composantes des pertes de transport. La principale étant les pertes Joule comme telles et ensuite il y a... Ça, ça représente à peu près quatre-vingts pour cent (80 %) des pertes sur le réseau de transport. Il y a vingt pour cent (20 %) qui sont les autres types de pertes, là. Il y a l'effet couronne, il y a l'effet inductif, les pertes de fuite et les pertes shunt. Ça, j'en ai fait la description justement dans le document qui parle des pertes dans la preuve.

Au niveau des pertes Joule, on a vu qu'on peut partir de la formule que les pertes additionnelles fonctionnent avec le carré de la charge, le carré de la charge comme telle. Et, ça, c'est vrai dans un moment donné. Le réseau d'Hydro-Québec ne se résume pas à ce moment donné-là comme tel pour le quatre-vingts pour cent (80 %). Il faut tenir compte des profils, des profils de consommation, la complémentarité de ces profils-là et la température qui a un effet sur ce taux de pertes-là; il y a

également le retrait des équipements qu'on a sur le réseau de transport et également la programmation de tout ce réseau-là qui, globalement, là, fait un taux qui n'est pas nécessairement celui que je parlais précédemment.

(8 h 45)

Ce qu'on a fait c'est qu'on a repris ce même calcul-là, donc la troisième fois que je mentionnais, c'était de dire * estimation des taux différenciés liés à une méthode qui est relativement complexe +, c'est effectivement relativement complexe de faire fonctionner cette formule-là puis de la faire fonctionner en différentiel.

Ce qu'on a fait c'est qu'on a repris ce calcul-là parce qu'on a eu une question comme telle sur, bon, si vous reprenez cette même formule-là puis que vous l'appliquiez sur la situation de cette année, donc on l'aurait appliquée sur l'année quatre-vingt-dix-neuf (99), comme telle, et ce qu'on a obtenu c'est un taux de cinq point 1 (5.1) pour le réseau intégré et de cinq point six (5.6) pour le point à point, ce qu'on considère non significatif comme tel.

Donc, on ne considère pas qu'il devrait y avoir à ce moment-là de taux différencié. L'autre particularité c'est d'avoir un seul taux mais c'est une question de simplicité, beaucoup plus simple à appliquer là

surtout qu'on n'a pas à utiliser cette formule-là.

L'autre point c'est qu'il y a des considérations techniques qu'il faut tenir compte. Je reprends le premier point, c'est qu'on a parlé encore une fois du réseau intégré de TransÉnergie, comment il était intégré, comment on ne peut le séparer comme tel et que les pertes doivent être basées sur le réseau dans son ensemble et non sur des équipements spécifiques parce que, après avoir discuté beaucoup avec les gens de TransÉnergie, ce qu'on se rend compte c'est même si entre deux points de mesure, même si entre deux... je prends n'importe où sur le réseau de transport, si je prends la mesure à l'entrée et à la sortie et que j'obtiens un taux de perte sur cette partie de réseau-là, ce qu'on se rend compte c'est que chaque transaction, si vous voulez, influence l'ensemble du réseau de transport, on l'a entendu au cours de la semaine qui vient de passer, le fait qu'à part la ligne DC comme telle, tous les autres... tout ce qui est AC comme tel, chaque transaction influence tous les équipements d'Hydro-Québec comme tels.

Puis l'autre chose qu'on... comme j'ai mentionné, le fait que le taux est variable à tout moment dans l'année, donc, il y a des périodes où le taux est plus élevé, d'autres moments où le taux est moins élevé comme tel. Donc, si une transaction se fait à

un moment où les taux sont moins élevés, il faut voir l'impact de cette transaction-là sur l'ensemble des transactions d'Hydro-Québec et sur l'ensemble du taux de perte moyen si vous voulez.

Donc, même si j'ai une augmentation du taux dû à une transaction, ça ne veut pas dire que je vais avoir une augmentation du taux moyen de l'ensemble du réseau de transport comme tel. Donc, ce que ça veut dire c'est que toutes transactions peuvent augmenter, elles peuvent même diminuer ou être sans impact sur le taux de perte moyen du réseau de transport.

Puis l'autre point, l'avant-dernier point qui était mentionné c'est qu'il ne faut pas oublier aussi le vingt pour cent (20 %) des pertes qui ne sont pas liées comme telles, au transit comme tel mais à d'autres considérations.

La façon dont on propose de faire le calcul du taux de perte comme tel, comment on fait la mesure c'est que nous avons des points de lecture à l'entrée à la sortie du réseau de transport, on parle d'à peu deux mille (2000) points de mesure comme tels sur le réseau de transport, sur lequel on va faire le différentiel entre tout ce qui rentre et tout ce qui sort.

Donc, si on dit * je mesure toutes les extrémités du réseau de transport, à savoir tout ce qui rentre et tout ce qui sort +, ça couvre nécessairement l'ensemble du réseau de transport, ça inclut tous les équipements du réseau de transport puis, évidemment, ça influe également toutes les composantes que je parlais tantôt, Joule, shunt, couronnes, et cetera, et cetera.

Au point de vue compensation, il y avait quelques mémoires où il y avait peut-être des points d'interrogation à ce niveau-là, les pertes sont toujours... c'est toujours la responsabilité du client comme tel. Les pertes sont compensées par les clients des services de transport. Il y avait, je sais que dans le contrat comme tel, ça pouvait peut-être porter à confusion là ce qui était écrit sur le contrat de transport mais comme tel, c'est toujours... c'est jamais TransÉnergie qui va compenser les pertes de transport comme telles. Donc, ce n'est pas TransÉnergie qui achète de la fourniture pour compenser la perte qui est occasionnée sur un réseau de transport, c'est le client qui doit y voir.

Donc, en ce qui concerne la charge locale, la charge locale assume sa part des pertes pour le transport d'électricité provenant des centrales ou des transactions en mode import comme telles.

Quand on

établit le tarif de transport, qu'on utilisait la pointe de trente et un mille sept cent vingt-six mégawatts (31 726 MW), c'était la puissance au niveau de l'entrée du réseau de transport. Donc, ça inclut, si vous voulez, les pertes et c'est en établissant ce tarif-là, on inclut à ce moment, la charge locale à ce moment assume sa part de perte à ce niveau-là.

En ce qui concerne toutes les transactions en mode export, c'est facturé selon le service point à point. Donc, ça couvre, si vous voulez, le trois mille huit cent quarante-quatre mégawatts (3 844 MW) qu'on avait prévu dans le... qu'on prévoit dans le calcul du tarif, ça inclut également les pertes ça.

Ce qui m'amène au dernier point, c'est les activités d'achats/reventes du producteur, n'impliquent pas de double taux de perte. Je vais reprendre ce que monsieur Roberge a mentionné hier, ça ne concerne pas TransÉnergie comme tel parce qu'une importation ça va remplacer la production à des centrales, c'est le producteur qui s'occupe de ça, ce n'est pas le transporteur.

On a fait des allusions, entre autres, au fait que les électrons ne sont pas colorés comme tels, donc on ne sait pas si c'est pour de l'achat ou pour de la revente ou c'est pour... tout ce qui rentre en

importation, c'est consommé par la charge locale comme telle.

Puis il n'y a pas de transaction là qui n'est pas taxée de pertes comme telles; chaque transaction a sa part de perte.

Donc, si je reprends l'achat, une transaction d'achat/revente, si vous voulez, c'est, si vous voulez, c'est comme *wheel through* qui est synchronisé, un achat/revente qui serait parfaitement synchronisé, c'est comme si on avait un *wheel through*, on facture une seule fois lorsque la... c'est au point de sortie comme tel.

Si je voulais facturer à l'entrée et à la sortie, mais là il faudrait qu'on change toute la tarification et le calcul des pertes, comment qu'on alloue ça. Ce n'est pas le cas, ce qu'on fait c'est qu'on le fait qu'à un seul endroit, c'est à la sortie du réseau de transport puis c'est eux autres qui ont les... qu'on leur facture les pertes comme telles.

Donc, ça n'a pas d'impact ni pour le transporteur, ni pour le distributeur en ce qui concerne l'impact sur le taux de perte comme tel.

Ce qu'on a fait c'est qu'on est allé faire un...

c'est une pratique qui est reconnue dans l'industrie, on a fait un balisage, on est allé voir qu'est-ce qui se passe en Amérique du Nord en terme de taux de perte comme tel, on a fait un balisage auprès de cent trente-quatre (134) transporteurs, en fait on a... ces cent trente-quatre (134) transporteurs-là, on est allé chercher une liste sur le site de FERC pour avoir quels sont les transporteurs, quelles sont les personnes qui transportent de l'électricité et on a retenu évidemment ceux qui sont cent kV (100 kV) et plus là, qui sont des principales... principalement eux qui ont les marchés ouverts comme tels, qui transportent l'électricité.

Puis ce qu'on a obtenu de ces cent trente-quatre (134) là, en passant là, en terme de balisage, ça représente à peu près quatre-vingt pour cent (80 %) de l'offre en électricité en Amérique du Nord.

Ce qu'on a obtenu c'est quatre-vingt-seize pour cent (96 %) avaient des taux identiques pour le service en réseau intégré et le service point à point. C'est-à-dire que si le client était soit sur le service point à point ou sur le service intégré, en réseau intégré, il avait le même taux qui s'appliquait dans son cas, ce qu'on n'a pas nous autres à Hydro-Québec.

J'en ai seulement quatre pour cent (4 %) qui ont

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THÈME 5
HYDRO-QUÉBEC
Int. Me Jacinte Lafontaine

un

taux différencié par service de transport et je peux même mettre des nuances sur ce quatre pour cent (4 %) là, sur ce quatre pour cent (4 %) là on parle de six compagnies. Sur ces six-là, il y en a un qui dit * pour le point à point, ça va être *case by case*. Donc, on verra à ce moment-là le taux de perte qui va être appliqué +. Ça fait que je ne peux pas dire s'il est plus élevé ou moins élevé, on verra cas par cas. Donc, je ne pouvais pas le qualifier mais, tout au moins, il était différent.

Il y en a un autre qui était, il y en a un autre client, un autre transporteur, lui, qui avait quatre taux pour le point à point puis dans le taux réseau intégré il disait que c'était un moyen pondéré de ces quatre taux-là. Donc, ce que je présume c'est qu'en bout de ligne ça représente à peu près l'équivalent mais un client pourrait avoir un taux différent s'il était dans un ou dans l'autre là. Donc, puis ce que ça... donc, ça c'était le deuxième cas.

Les quatre autres cas c'était, en fait, ils avaient les mêmes taux sauf que vu qu'il y a eu des fusions, il y avait toujours des petites exceptions si tu te déplaçais d'un territoire à l'autre, ça fait que je les ai qualifiés comme différenciés comme tels. Mais *a priori* c'était des taux qui étaient identiques.

Donc, ce qu'on constate c'est que dans presque dans toute la majorité des cas c'est des taux qui sont identiques. Il y a certaines de ces entreprises-là, dans ces taux identiques-là, il y a certaines de ces entreprises-là qui ont des taux multiples, donc ils vont être soit par tension d'alimentation, soit par un tarif, un taux de perte pointe, hors pointe ou puissance énergie, ce genre d'exemples-là qu'ils avaient. Mais dans la majorité des cas c'est un seul taux unique qu'ils ont.

Donc, ce qu'on propose, le taux de perte proposé en fait, ça provient du mesurage qu'on a observé sur le réseau de transport. Ce qu'on a observé au cours des trois dernières années, qu'on a de disponible là, c'est des taux de cinq et vingt-trois pour cent (23 %) en quatre-vingt-dix-sept (97), cinq et treize (13) en quatre-vingt-dix-huit (98), cinq et seize (16) en quatre-vingt-dix-neuf (99).

Donc, ce qu'on constate c'est que depuis quatre-vingt-dix-sept (97), quatre-vingt-dix-sept (97) à quatre-vingt-dix-neuf (99), on a un taux qui est stable puis il est stable malgré le fait qu'il y a six térawatt/heure de plus qui est passé sur le réseau de transport.

Donc, le taux, donc, ce que Hydro-Québec propose

c'est... on pense qu'il n'est pas pertinent de retenir un taux différencié, ce qu'on propose c'est un taux qui est basé sur ces trois taux-là qu'on observe au cours des dernières années puis c'est un taux moyen, uniforme de cinq point deux pour cent (5.2 %).

Ça complète ma présentation.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Les témoins sont maintenant prêts pour être contre-interrogés.

LE PRÉSIDENT :

Alors, c'est le RNCREQ qui est le premier ce matin.

(9 h)

Vous prévoyez combien de temps, Maître Sicard?

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est des éclaircissements, une demi-heure, trente (30) minutes, dépendant des réponses, peut-être un petit peu plus, mais...

LE PRÉSIDENT :

Entre une demi-heure, puis trente (30) minutes?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, à peu près.

9 Q. Alors, bonjour, Messieurs. Alors, pour commencer avec les éclaircissements, je vais vous référer à HQT-4, document 5. Ce sont des documents en liasse et vous aviez inclus une facture dans ces documents-là. Si vous pouvez la regarder; j'aurai quelques questions sur cette facture. HQT-4, document 5 en liasse et je fais référence au premier document de la liasse. Comme il y en a plusieurs et ils ne sont pas numérotés, ça a l'air de ça. Alors, ma première question, est-ce que ça, c'est un exemple ou est-ce que c'est une vraie facture?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Si vous permettez, je vais répondre à la question. Mettons un préambule tout de suite que aucun des trois panelistes ne sont familiers avec la facturation de TransÉnergie. Les gens hier qui représentaient la Direction commercialisation étaient mieux à même que nous de répondre à ce genre de question-là. Ceci étant dit, pour avoir participé quand même à l'élaboration de la preuve, de mémoire, il me semble que c'est une vraie facture.

10 Q. C'est une vraie facture. Alors, Monsieur Bastien, vous pouvez peut-être répondre à mes préalables, là, puis après, je vais rentrer de toute façon dans les... il y a des pourcentages de pertes qui sont facturés, puis mes questions vont s'adresser à ça.

R. Essayons-nous.

11 Q. Alors, d'abord, client Hydro-Québec, Marchés de gros et projets de développement, juste nous dire, c'est Hydro-Québec, ça?

R. Oui, c'est Hydro-Québec Production.

12 Q. Que vous facturez?

R. Tout à fait.

13 Q. Maintenant, à un moment donné, vous allez être payés, je pense que de vos témoignages préalables, on a vu que c'est des transferts de fonds qui se font entre TransÉnergie puis Hydro-Québec?

R. Non, il n'y a pas de transfert de fonds. Je pense que ça a été établi sur le plan... c'est un concept qui est plus virtuel. Il y a effectivement une facturation qui est faite au niveau comptable. Les comptes tiennent ou reflètent qu'il y a eu une transaction et qu'il y a certains montants d'argent qui sont reconnus pour les fins comptables, mais il n'y a pas d'échange d'argent physique, là.

14 Q. Maintenant, c'est peut-être vous, peut-être les gens des pertes, si je vais à la première section, Service de transport en réseau intégré, 34.1, pour l'année deux mille (2000), ça, c'était la charge locale; c'est bien ça?

R. Oui.

15 Q. Maintenant, si je regarde Service de transport à court terme point à point, selon partie 2, quand je regarde ces chiffres-là, je vois Perte de puissance active selon l'article 15.7, il y a un sept pour cent

(7 %) qui est chargé qui était le sept pour cent (7 %)...

R. Le sept pour cent (7 %) qui est prévu au contrat pour les transactions point à point.

16 Q. Maintenant, je ne vois pas de cinq pour cent (5 %), si je retourne en haut au Service de réseau intégré, pour la charge locale; juste m'expliquer, là?

R. Bien, le cinq pour cent (5 %), c'est pour le réseau intégré d'une part et il n'y a pas de client réseau intégré. La charge locale peut être assimilée à un réseau intégré. Et ce que vous expliquait monsieur Côté précédemment, il est intégré aux deux milliards deux cent soixante millions (2 260 000 000).

17 Q. Donc, à...

R. Parce que, lorsqu'on a fait le calcul de la quote-part du coût de service du transporteur qui est assumée par la charge locale, on considère la puissance à la sortie des centrales, donc avant pertes, alors qu'à la livraison, il y aurait eu un chiffre plus petit, là.

18 Q. Donc, je dois comprendre que, sur une facture comme celle-là, et on s'est entendu que réseau intégré dans cette facture-là, c'était vraiment la charge locale, le cinq pour cent (5 %) est inclus déjà dans le montant qui est là?

R. Tout à fait.

19 Q. Bon. J'ai une autre question très préalable. Si je veux, moi, obtenir mille (1 000) mégawatts et je fais

une réservation avec vous, est-ce que ma
réservation sur OASIS de mille (1 000) mégawatts
me donne le droit d'injecter mille (1 000)
mégawatts ou de retirer mille (1 000) mégawatts?

R. Excusez-moi, monsieur Gingras peut très bien
répondre. Allez, va-z-y, Jean-Pierre.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Premièrement, lorsque vous dites *vous+, je
présume que vous êtes un client du service de
transport?

20 Q. Je suis HQ Production, là.

R. Vous êtes HQ Production, parfait.

21 Q. Et je veux réserver, je réserve mille (1 000)
mégawatts sur le site OASIS.

R. Vous réservez mille (1 000) mégawatts pour faire
une transaction externe. Vous voulez faire une
transaction...

22 Q. Oui oui, je m'en vais...

R. Vous vendez à New York...

23 Q. ... en Nouvelle-Angleterre...

R. ... quelque chose comme ça.

24 Q. Sur les lignes qui sont déjà toutes occupées?

R. Oui.

25 Q. Alors, est-ce que je dois injecter mille (1 000)
ou est-ce que je reçois mille (1 000) quand je
fais une réservation de mille (1 000)?

R. Si vous voulez injecter mille (1 000), par
exemple, à New York, à la frontière, à la
frontière de la ligne

7040, ça va nous prendre sept pour cent (7 %) de plus à la réception actuellement.

26 Q. Ma question, c'est si je fais une réservation de mille (1 000) mégawatts, ce que je réserve sur OASIS, c'est mille (1 000) mégawatts, est-ce que ça me donne le droit d'injecter mille (1 000) mégawatts ou de recevoir mille (1 000) mégawatts, au point de livraison?

R. Au point de livraison, vous allez pouvoir émettre mille (1 000) mégawatts, mais au point de réception, le client devra mettre mille soixante-dix (1 070) mégawatts actuellement.

27 Q. Donc, si je fais une réservation sur OASIS de mille (1 000) mégawatts, je dois en fait injecter mille soixante-dix (1 070)?

R. C'est ça.

28 Q. Maintenant, quand...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Et vous payez pour mille soixante-dix (1 070).

29 Q. Oui oui, parce que je vais transporter mille soixante-dix (1 070) aussi. Maintenant, quand les gens font des réservations fermes de point à point et qu'ils réservent... bien, les gens, on sait que c'est limité. Ne prenez pas ça... Hydro-Québec et ceux qui peuvent être autorisés vous font des réservations, soit de long terme ou de court terme sur le point à point, et ils ont réservé, par exemple, deux mille

(2000) mégawatts avec vous, quoiqu'on a vu hier que ce n'est peut-être pas possible sur certaines lignes, mais prenez mes chiffres. Je ne suis pas experte.

Ils réservent deux mille (2 000). Lorsqu'ils vont utiliser leur capacité, cinq cents (500) à la fois ou mille (1 000) à la fois, ils vont à chaque fois devoir utiliser sept pour cent (7 %) de plus, devoir injecter sept pour cent (7 %) de plus donc?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui, c'est selon le contrat.

30 Q. Maintenant, si je reprends ma facture de tout à l'heure, et je suis toujours, là, dans l'éclaircissement, l'article 15.7, parce qu'on me dit ici, j'ai chargé sept pour cent (7 %), pertes de puissance selon l'article 15.7. Je suis à la section Transport court terme point à point. 15.7 nous dit :

Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées au service de transport, telles qu'établies par le transporteur, les pertes de puissance active sur les suivantes, un taux de 7 % du débit horaire maximal tel que mesuré au point de réception.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Hélène Sicard

Et ici, je vois que vous ajoutez sept pour cent (7
%)

de plus par après. Expliquez-moi le fonctionnement de votre facturation, parce que je comprends que Service de transport ferme, on n'a pas les puissances, on a juste les volumes, le montant d'argent, mais est-ce que je dois comprendre que le six mille... six cent quatre-vingt-dix-huit millions trois cent vingt mille (698 320 000) qui est sur la première ligne, là, était par exemple le montant d'une réservation sans aucune perte injectée?

R. Je vais juste clarifier un petit point...

31 Q. Oui?

R. Actuellement, dans le contrat actuel, on parle : appliqué à la réception. Ça a peut-être amené un petit peu de confusion, ça, parce que toutes les pertes, le cinq et le sept pour cent (7 %) qu'on a dans le contrat actuel, elles ont toutes été calculées et appliquées sans aucune discrimination sur la livraison. Ce qui est arrivé dans le contrat, c'est qu'on nous avait demandé où on met ça les pertes. Ce qu'on avait dit, c'est tout est calculé à la livraison, puis il faudrait que le client nous mette la valeur des pertes à la réception.

Ça fait que c'est sorti un petit peu mal dans le contrat comme ça, mais ça a été tout appliqué, le calcul, à la livraison, puis ça a tout été appliqué sans discrimination à la livraison. Puis dans la facture que vous avez ici, vous avez six cent quatre-

vingt-dix-huit mille dollars (698 000 \$) pour un service de point à point. Ça, ça serait pour une réservation, disons, de X mégawatts à la livraison.

Ce qui est rajouté par après, le sept pour cent (7 %), c'est la valeur du transport correspondant aux pertes...

32 Q. Au volume de pertes...

R. Au volume de pertes...

33 Q. ... qui a dû être injecté au départ?

R. Exactement. Ça fait que ça devrait donner exactement le sept pour cent (7 %) du six cent quatre-vingt-dix-huit mille (698 000), ça devrait donner le quarante-huit huit cent quatre-vingt-deux (48 882) si les calculatrices sont bonnes.

34 Q. C'est pour un montant donc qui a été... ou c'est pour des volumes qui ont été transités et non pas réservés?

R. Ça ici, ça a été transité.

35 Q. Parce que vous chargez un sept pour cent (7 %) de pertes sur des montants qui sont réservés, mais non transités...

R. Pardon, les pertes, lorsque le client fait sa transaction, là, par exemple, s'il fait une transaction de cent (100), il faut qu'il mette cent sept (107) mégawatts de production. Mais lorsqu'il fait sa réservation au niveau du transport, le transport, une fois qu'il est réservé, il faut qu'il

soit réservé, lui, dans son intégralité à la réception. Ça fait qu'il est facturé en totalité à plus sept pour cent (7 %) actuellement.

36 Q. Mais quand ils réservent avec le producteur... je veux m'assurer, là, qu'il n'y a rien qui est répété en double quelque part, puis bien comprendre le système. Il réserve, il veut cent (100) mégawatts. Là, il appelle Production, puis il dit shippe-moi cent sept (107). Ce n'est pas vous qui lui dites shippe cent sept (107) au producteur. Je comprends que c'est le client qui veut cent (100) au point de livraison?

R. Le client veut cent (100) au point de livraison. Le Centre de conduites va lui dire, lorsque tu vas réaliser ta transaction, envoie-moi un programme qui va avoir cent sept (107) à la réception. C'est ça qu'il va lui dire. Par contre, il a réservé...

37 Q. Cent sept (107) à la réception...

R. À la réception...

38 Q. ... ou cent sept (107) à l'injection?

R. Bien, la réception. C'est...

39 Q. Pour vous, la réception, c'est le point d'injection?

R. Bien, c'est où la centrale est, là.

40 Q. C'est où est la centrale, O.K.

R. Oui, oui. C'est l'entrée.

41 Q. C'est notre mauvaise compréhension. Pour nous, la réception, c'est quand on reçoit au bout de la ligne...

R. Ça fait que la réception, c'est où on reçoit des clients, puis la livraison, c'est lorsqu'on livre. Ça fait qu'on demande un programme qui ait cent sept pour cent (107 %) de plus d'offre à la réception. Par contre, pour la réservation du transport, c'est tout, c'est du *take or pay+, ça fait qu'on doit réserver à ce moment-là l'intégralité et de la transaction et de la quantité de transport associée aux pertes, qui est le sept pour cent (7 %) additionnel que vous voyez dans la facturation.

42 Q. Et ça, selon vous, c'est maintenant tout précisé et clarifié au contrat de service?

R. Dans le nouveau contrat, l'ambiguïté qu'il y avait au niveau réception, livraison a été clarifiée. Maintenant, c'est tout au point de livraison, mais les calculs sont exactement les mêmes qui ont été faits par le passé. Tout a toujours été calculé à la livraison, puis appliqué à tout le monde comme ça.

43 Q. Alors, même si ça disait réception, puis que, pour vous, ça, c'est l'injection, vous le calculiez quand même à la livraison?

M. FRANÇOIS TANGUAY :

44 Q. Ai-je bien compris quand vous dites que vous facturez... tout à l'heure, vous avez dit on facture ce qui a été transité, mais dans le cas du ferme, vous facturez ce qui a été réservé; c'est du *take or pay+, là?

R. Dans le cas du transport, il y a deux notions là-dedans. C'est qu'il faut faire, nous autres, le réseau de transport pour être capables d'acheminer tout, tout, tout ce qui est reçu au niveau des offres. Ça fait que ça, ça détermine la quantité de réseau de transport. Souvent, le client, lui, ce qu'il va demander, il veut faire une transaction, disons, d'un point A qui peut être pour nous un point de réception à un point B qui est un point de livraison, disons un point frontière.

À ce moment-là, nous, on doit tenir compte que le transport aurait une certaine majoration pour tenir compte de ces pertes-là. Ça fait que c'est ce montant-là qu'on met ici dans... quand on parle ici de la compensation pour les pertes, on ne parle jamais de compensation pour de l'électricité, de la compensation physique. C'est toujours du transport.

45 Q. C'était pas le sens de ma question. Ma question, c'est que si c'est réservé ferme, peu importe la quantité qui est transitée, puisque c'est du ferme, long terme, forcément... je n'ose plus dire long terme parce que maintenant ça a l'air que depuis hier, c'est très long long terme. Mais le ferme, si Hydro-Québec a réservé trois mille et quelque mégawatts de ferme, vous facturez, peu importe ce qui passe sur les lignes. On se comprend, Monsieur Bastien... je pense que monsieur Bastien...

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Vous avez tout à fait raison, on se comprend très bien.
- 46 Q. Ce n'est pas ce qui est transité qui est facturé. C'est ce qui a été réservé...
- R. Le sept pour cent (7 %)...
- 47 Q. Le sept pour cent (7 %) s'applique sur la...
- R. Il s'applique sur la réservation pour la facturation; tout à fait.
- 48 Q. O.K.

Me HÉLÈNE SICARD :

- 49 Q. Que ce soit transité ou pas. En fait, le traitement du point à point ferme, si je peux compléter parce qu'on y a touché tout à l'heure, va être le même que pour celui de la charge locale? C'est-à-dire que dans le montant que vous nous avez dit tout à l'heure, pour la charge locale, c'est tout pré-calculé, le cinq pour cent (5 %) était intégré. Est-ce que de la même façon, pour le point à point ferme, quand je regarde par exemple le deux cent quatre-vingt-neuf millions (289 000 000) de revenus requis, est-ce que le sept pour cent (7 %) est inclus là-dedans, de pertes?
- R. C'est-à-dire que de la façon que c'est facturé, disons, au niveau de la charge locale, ce que je vous ai dit, c'est que c'est intégré aux deux milliards deux cent soixante millions (2 260 000 000). Donc,

c'est pris en compte. Du côté des réservations point à point, il y a un taux de pertes analogue qui est pris en compte. Du côté du sept pour cent (7 %), il ne se retrouve pas, lui, dans le tarif du service point à point.

Le soixante et onze dollars (71 \$) s'applique sur des mégawatts qui sont livrés, là, à la frontière ou etc., auxquels on rajoute un sept pour cent (7 %). Donc, c'est la seule différence que je vois. Les deux clients, les deux types de clients assument leurs pertes, c'est sûr...

50 Q. Oui, oui...

R. Mais en termes des modalités de traitement dans la facturation, il y a une légère différence.

51 Q. Je comprends ça. Par contre, ça ne répond pas malheureusement vraiment à ma question. On a deux cent quatre-vingt-neuf millions (289 000 000), si je ne me trompe pas, là, de ferme, réservations?

R. Oui.

52 Q. De prévu dans...

R. Et ça, ça comprend les taux de pertes.

53 Q. Ça comprend le sept pour cent (7 %) de taux de pertes pour le ferme?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. En fait, le deux cent quatre-vingt-neuf millions (289 000 000), si vous voulez, c'est le trois mille six

cent quelque augmenté de cinq point deux pour cent (5,2 %) qui donne trois mille huit cent quarante-quatre (3 844) mégawatts qui, lui, est multiplié par le tarif de transport, qui donne le deux cent quatre-vingt-neuf (289).

Dans l'exemple de la facture dont vous parliez tantôt, pour ce qui est de la charge locale, ce que vous voyez, c'est un montant d'argent. Ce n'est pas des mégawatts, O.K. Mais ce montant d'argent-là a été calculé de la même façon. Si on regarde la proposition qu'on fait cette année, on a une puissance de mégawatts de trente et un mille sept cent vingt-six (31 726) mégawatts qui inclut les pertes et qui, multiplié par le tarif de transport, donne le revenu requis... bien, en fait, la facture qui va être facturée à la charge locale de deux milliards trois cent quatre-vingt-cinq millions (2 385 000 000), si je me souviens bien, là.

- 54 Q. Et ça, ça serait la raison pour laquelle sur cette facture-là, je viens de le voir, Service de transport en réseau intégré, j'ai juste un montant sans taux de pertes, puis Service de transport à long terme point à point, j'ai juste un montant sans taux de perte. Parce que les taux de pertes pour le Service de réseau intégré, qui est charge locale pour cette facture-là, et pour le long terme de point à point, les taux de pertes sont déjà inclus dans les montants

chargés?

R. C'est ça. Au niveau de la charge locale, c'est la section H sur laquelle il y a un montant d'argent, dans cet exemple-là, dans l'exemple de facture qu'on a ici, c'est le douzième de l'année qui est facturé pour la charge locale.

(9 h 18)

55 Q. Pour revenir à mon mille mégawatts (1000 MW) de tout à l'heure, je dois maintenant injecter mille cinquante-deux mégawatts (1052 MW) si je veux une livraison, au point de livraison là, de mille mégawatts (1000 MW). Qu'est-ce qui se passe pour TransÉnergie si au moment où j'ai fait cette réservation-là le réseau est très chargé, donc les pertes sont beaucoup plus élevées que le cinq point deux moyen, d'où va venir l'énergie qui théoriquement là, où il est pratiquement en manque?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Je vais laisser la question au spécialiste.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Le centre de conduite contrôle en temps réel l'équilibre * offre/demande + là, ça fait que c'est toutes les centrales qui sont... ce qu'on appelle la régulation de fréquence, on a à peu près, je pense que c'est quinze mille mégawatts (15 000 MW) qui sont sujets à être mis sur le système de régulation de

fréquence du réseau, sont appelés à réaliser l'équilibre offre/demande en temps réel. Ça fait que si jamais la transaction avait plus ou moins de pertes, à ce moment-là l'équilibre va se faire au niveau du centre de conduite. Ça fait que ça marche dans les deux cas.

56 Q. Maintenant, vous êtes expert et j'essaie d'apprendre là sur les pertes, alors soyez patient s'il vous plaît avec moi, Monsieur Gingras. J'ai compris de votre témoignage, vous nous l'aviez déjà dit, que le pourcentage des pertes augmente selon les charges sur la ligne. Plus une ligne est occupée, plus mon pourcentage de pertes va être élevé.

R. C'est vrai.

57 Q. O.K. Donc, plus j'ajoute une charge sur une ligne, mes pertes marginales, qui correspondent à cet ajout, vont toujours être plus élevées que les pertes moyennes.

R. Pas nécessairement.

58 Q. Expliquez-moi ça.

R. Ça dépend du niveau de charge auquel vous êtes à ce moment-là. Parce que vous pouvez avoir une transaction n'importe quand durant l'année, dépendant du niveau de charge que va avoir le réseau au moment de la transaction, vous pouvez avoir une transaction qui serait en bas des pertes moyennes, comme des transactions qui seraient en haut puis il pourrait même avoir des cas singuliers où est-ce qu'il

pourrait y avoir des transactions qui génèrent des pertes... qui génèrent de la production.

59 Q. Mais alors, je vais vous poser une autre question. Le cinq point deux pour cent (5.2 %) de taux de perte qu'on choisit correspond à quel pourcentage d'utilisation de notre réseau hydroélectrique... pas hydro, transport.

R. Le cinq point deux pour cent (5.2 %) qui est proposé dans la proposition actuelle, c'est ce qu'on peut avoir de plus fidèle au niveau de la mesure moyenne de l'utilisation de l'ensemble du réseau sur toute sa période et pour toutes les transactions.

60 Q. Oui, mais c'est parce qu'on a vu avec des panels précédents là qu'il n'y a pas de congestion sur notre réseau, qu'on a un réseau qui fonctionne bien, on a vu, par contre, également, qu'il y a des lignes comme Boston, Nouvelle Angleterre là, qui sont à capacité maximum ou presque parce qu'il y a peu de réservations de long terme possibles sur ces lignes-là. Notre réseau là, il est utilisé puis je vous demande une moyenne, puis je suis consciente qu'il y a des lignes beaucoup plus utilisées puis des lignes moins utilisées. On arrive à à peu près quoi là comme utilisation avec ce qu'on fait voyager comme énergie à l'heure actuelle?

R. Si vous voulez un seul chiffre là pour qualifier l'utilisation moyenne du réseau là...

61 Q. Je ne vous demande pas d'être très, très précis là,

je veux une idée.

R. C'est, disons que le réseau il est assez taillé sur la charge locale là, quoique toutes les transactions sont de plus en plus complémentaires à la charge locale là, il reste quand même une bonne composante qui est assez significative sur la charge locale. Ça fait qu'au niveau de ce qu'on pourrait appeler le facteur d'utilisation moyen de l'ensemble du réseau, on parle d'à peu près soixante pour cent (60 %), tu sais, c'est un bon ordre de grandeur.

62 Q. O.K. Puis la charge locale fait quel pourcentage de ce soixante pour cent (60 %)-là?

R. C'est le chiffre que je vous donne là, c'est à peu près le pourcentage de...

63 Q. C'est la charge locale ça.

R. ... de la charge locale, oui.

64 Q. O.K. Alors, le...

R. Puis le profil, le profit des transactions vient se superposer à ce profil de charge locale-là, là.

65 Q. Hum, hum.

R. Puis ce qu'on observe c'est qu'il est de plus en plus complémentaire, c'est qu'il est de plus en plus dans les périodes de faible charge locale.

66 Q. Et je reviens à ma question de tout à l'heure là. On me demande de vous préciser, ce n'est pas les pertes moyennes sur l'année auxquelles je fais référence mais les pertes moyennes immédiates. Si on ajoute une charge sur une ligne, les pertes marginales qui

correspondent à cet ajout vont toujours être plus élevées que les pertes qu'il y a avant d'ajouter la charge là sur cette ligne-là.

R. Si on avait juste une ligne, comme vous le dites là, une simple résistance là, je dirais que oui. Mais le réseau est plus complexe que ça, le réseau est beau-coup plus complexe que ça. On ne peut pas simplifier le réseau à juste dire * c'est juste une ligne comme ça puis si on ajoute ça, automatiquement la transaction va augmenter les pertes +. Je pourrais vous imaginer des transactions qui diminueraient les pertes sur le réseau. Monsieur Côté... monsieur Côté l'a mentionné tantôt, une transaction, je ne parle pas d'un transit là, je parle une transaction.

67 Q. Hum, hum.

R. Ça peut augmenter les pertes, ça peut même... ça peut être sans effet puis ça peut même les diminuer. Ça fait qu'une transaction en particulier, dépendant là mais dans l'ensemble, ce qu'on observe là, c'est que le profil, nous autres, qui est complémentaire, lorsqu'on le regarde avec le modèle analytique là, on observe finalement, en quatre-vingt-quinze (95) on avait une différenciation là, qui était cinq et sept, parce qu'on simulait disons un profil additionnel marginal là, à la charge locale là, à peu près constant tout le long de l'année.

Lorsqu'on l'a re-simulé en quatre-vingt-dix-neuf (99)

avec les profils réels qu'on avait observés, qui étaient beaucoup plus complémentaires, on observait que cet écart-là se rétrécissait beaucoup, on parlait de, je pense de cinq point un puis cinq point cinquante-neuf (5.59) dans la réponse là, puis la mesure de la perte globale sur le réseau, elle, elle se situe, l'ordre de grandeur, ça on l'a vu tantôt, c'est de cinq point deux pour cent (5.2 %). Ça fait que ce qu'on dit finalement, ce qu'on propose c'est d'utiliser cette figure-là, là, pour l'ensemble des utilisations du réseau.

- 68 Q. Avez-vous... je reviendrai à ça tout à l'heure. A la pièce HQT-3, document 1.1, c'était votre présentation lors du thème 2, à la page 8, vous aviez présenté un graphique du taux d'utilisation mensuelle. Lorsque monsieur Vaillant nous a parlé de ce graphique, il a dit que... O.K., ce n'était pas...

M. MICHEL BASTIEN :

- R. C'est correct, nous avons la pièce, nous allons trouver la page.
- 69 Q. O.K. Lorsque monsieur Vaillant nous a parlé de ce graphique, il a dit qu'une partie du réseau qui n'est pas utilisée durant toute l'année et que, avec l'ouverture des marchés, on va trouver des clients qui vont aller augmenter l'utilisation du réseau de dehors des périodes de pointe. Ça c'était... je vais vous donner la référence, c'était au volume 8, page

53, ligne 6 à 12. Etes-vous d'accord avec ce que monsieur Vaillant nous a dit?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Bien, si on peut trouver des clients qui utilisent le réseau dans des périodes où est-ce qu'il est moins chargé puis que ça ne, finalement, coûte rien d'additionnel puis qu'on peut aller chercher des revenus avec ça, je pense que c'est souhaitable.

70 Q. O.K. Vous avez également dit à HQT-10, document 3, page 12 :

*Le contrat de transport actuel
utilise des taux de pertes
différenciés de cinq pour cent (5 %)
pour le service de réseau intégré
applicable à la charge locale et
sept pour cent (7 %) pour le service
de point à point.*

Ensuite, vous nous dites :

*Le principe qui justifiait cette
approche suppose que le réseau de
transport a été conçu pour desservir
la charge locale.*

C'est vrai?

R. Oui.

71 Q. O.K.

Et que la capacité disponible au-

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Hélène Sicard

delà

*des besoins de la clientèle
québécoise est commercialisée par
l'entreprise du service de point à
point.*

C'est toujours vrai?

R. Bien oui.

72 Q. C'est parce que le sténographe ne peut pas
prendre...

R. Oui, c'est la deuxième fois que vous me dites ça.

73 Q. Vous avez de la suite dans les idées. Ce principe
ressemble, en fait, HQT-10, je pense que ça
reprend assez fidèlement ce que monsieur Vaillant
nous avait dit.

R. Oui.

74 Q. O.K. Et vous m'avez dit que vous êtes toujours
d'accord avec ça. Alors, pour revenir au concept
des pertes marginales, si par exemple j'ajoute
deux mille mégawatts (2000 MW) de point à point
au-delà d'une demande de charge locale d'été qui
serait de vingt mille mégawatts (20 000 MW),
n'est-il pas vrai que les pertes marginales pour
l'ajout de deux mille (2000) seront plus élevées
que les pertes moyennes pour la charge locale de
vingt mille (20 000)?

R. Je ne peux pas vous dire avec les chiffres que
vous me dites là. Premièrement, il faut que je
prenne comme hypothèse que la charge d'été est de
vingt mille (20 000) là, ça me semble élevé.

75 Q. C'est une hypothèse, écoutez, c'est une hypothèse

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Hélène Sicard

là, je ne vous dis pas que c'est des vrais
chiffres, je

vous donne un exemple, vous travaillez dans le milieu. Si je vous dis, j'ai une charge de vingt mille (20 000) d'été et là je veux faire du point à point de deux mille (2000) par-dessus, est-ce que ce n'est pas vrai que d'ajouter deux mille (2000) à mes vingt mille (20 000) déjà de charge locale d'été, le taux marginal des pertes va augmenter?

R. Pas nécessairement.

76 Q. Pas nécessairement.

R. Pas nécessairement.

77 Q. Pouvez-vous m'expliquer?

R. Bien, premièrement, on n'a pas un réseau d'été à vingt mille mégawatts (20 000 MW) là, on peut parler plus d'une figure autour de quinze mille mégawatts (15 000 MW).

78 Q. O.K. Alors...

R. Déjà là, on, tu sais, ça...

79 Q. Mais est-ce que je peux vous demander, c'est un exemple que je vous donne là, on parle de façon théorique à l'heure actuelle, comme prémisse à des questions. Est-ce que je peux vous demander de répondre à ma prémisse avec la connaissance que vous avez du système de transport?

R. Une transaction l'été, marginale...

80 Q. Oui.

R. ... n'a pas nécessairement un taux plus élevé que le taux moyen.

81 Q. Mais elle a, possiblement, un taux plus élevé.

- R. Elle a possiblement un taux plus élevé que le taux à ce moment-là, O.K.
- 82 Q. Oui.
- R. Mais elle n'aura pas un taux plus élevé que le taux moyen.
- 83 Q. Mais je ne vous parle pas du taux moyen. Si, par exemple, l'été, le taux de perte pour la charge locale sur le système de transport est à trois point cinq pour cent (3.5 %), j'ajoute deux mille mégawatts (2000 MW) que je veux faire transiter parce que je fais du point à point. On va aller plus haut, je vais ajouter cinq mille mégawatts (5 000 MW) parce qu'il fait très, très chaud aux États-Unis puis ils ont besoin de beaucoup d'air conditionné. Alors, j'ajoute cinq mille (5 000) à mon vingt mille (20 000) où j'avais trois point cinq pour cent (3.5 %) de taux de perte. Le cinq mille (5 000) que je vais ajouter, son taux de perte à lui ne sera pas trois point cinq (3.5), son taux de perte et le taux de perte de mon vingt mille (20 000) plus le cinq mille (5 000) ne sera pas trois point cinq (3.5) non plus.
- R. Il peut être beaucoup de chiffres là, il peut donner beaucoup de chiffres dépendant où est-ce que...
- 84 Q. Mais tout ce que je vous demande c'est est-ce que ça va être plus haut?
- R. Il peut être plus haut puis il peut être le même aussi. Ça peut être... une transaction en particulier là, elle peut augmenter, elle peut diminuer ou être

sans effet sur les pertes. Ça c'est un point.

Lorsque vous me donner l'exemple, le taux de perte l'été est à trois et demi pour cent (3.5 %) à un moment donné, je ne sais pas si vous avez lu... il y avait un petit HQT-10, document 3, on essayait d'expliquer un peu toute la nature des pertes là-dedans. Il y a déjà une composante, ça ici, ce sont sur les pertes moyennes à l'ensemble du réseau, il y a à peu près vingt pour cent (20 %) des pertes sur notre réseau qui n'ont pas trait au transit. Ça fait que déjà là, là, c'est beaucoup puis ce vingt pour cent (20 %) de pertes-là qui n'a pas trait au transit...

85 Q. Hum, hum.

R. ... il est souvent influencé fortement par la météo, il est influencé par la pluie, les pertes par effet couronne, et cetera. Ça fait que dans votre trois et demi pour cent (3.5 %) par exemple qu'on peut rencontrer l'été, on peut se situer peut-être à ce moment-là à un niveau de perte qui est peut-être à deux-deux et demi pour cent (2-2.5 %) pour les pertes qu'on pourrait appeler * série + seulement.

86 Q. Hum, hum.

R. Ça fait que c'est... même si on applique une transaction marginale là-dessus, les pertes, dans certains cas, pourront augmenter, dépendant où est-ce que c'est la transaction, il pourrait aussi être sans effet. Globalement, nous autres, ce qu'on observe, ce qu'on a observé avec le modèle analytique qui a été

développé, ce qu'on a observé c'est que - on l'a mentionné déjà à deux reprises - c'est que lorsqu'on simule avec le profit complémentaire puis ces divers éléments-là que je viens juste de vous mentionner, la différenciation entre la charge locale et le taux de perte qu'on pourrait appeler point à point, pour des activités marginales complémentaires, ces taux-là se situent respectivement à cinq point un (5.1), cinq point cinquante-neuf (5.59) puis on observe un taux moyen pour l'ensemble du réseau qui a toutes les composantes, qui est de l'ordre de cinq point deux (5.2), comme ça vous a été présenté. Ça fait que c'est la meilleure figure, actuellement, qu'on peut sortir.

87 Q. O.K. Alors, je vais vous poser une question plus précise. Si j'ai une exportation additionnelle pour New York, de cent mégawatts (100 MW), que j'alimente par la centrale de Churchill au moment de la pointe annuelle, est-ce que je vais pouvoir, avec une transaction comme celle-là, diminuer le taux de perte du réseau?

R. Pour cette transaction précise-là, je l'augmenterais.

88 Q. Merci. O.K. Maintenant, je vais à HQT-13, document 14, page 137.

(9 h 30)

Nous vous avons demandé et vous avez répondu à une question au sujet des pertes, et vous avez indiqué les pertes Joule qui correspondent à une ligne de

735 kV puis une ligne de deux soixante-quinze...
sur deux cent soixante-quinze kilomètres (275 km)
de longueur parfaitement compensé aux deux
extrémités. Ma première question est, vous
fournissez le courant en ampère et les pertes en
mégawatt. Vous avez sûrement des raisons de le
faire, là. Mais ce que j'aimerais que vous fassiez
pour moi, c'est qu'on fasse le calcul pour savoir
combien de mégawatts équivaut quatre cents ampères
(400 A)?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je vais vous faire le calcul si vous voulez, là.

89 Q. Expliquez-nous...

R. Je vais juste répondre à la première question.

90 Q. Oui.

R. Pourquoi qu'on a mis des ampères et des mégawatts.

91 Q. Oui, oui.

R. C'est parce qu'on demandait de dix (10 %) à cent
pour cent (100 %) de sa capacité thermique. Les
capacités thermiques, on les exprime en ampère. Ça
fait que c'est pour ça qu'on a mis les ampères.
Puis les mégawatts, bien, c'était pour qu'on se
comprenne au niveau des pertes, là, en quantité.
Puis quatre cents ampères (400 A), c'est un niveau
relativement faible. Je sais que quinze cents
ampères (1500 A), c'est...

92 Q. Alors, expliquez-nous à mesure que vous avancez le
calcul que vous faites, s'il vous plaît.

R. Quatre cents ampères (400 A) fait à peu près cinq

cents mégawatts (500 MW).

93 Q. O.K. Pouvez-vous me dire comment vous l'avez calculé?

R. Sept cent trente-cinq (735) fois racine de trois fois le courant.

94 Q. Sept cent trente-cinq (735) fois?

R. $V_3 V_1 I_1$.

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard, vous ne saviez pas ça!

Me HÉLÈNE SICARD :

Non, c'est que, moi, j'ai suivi un cours différent.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Moi non plus.

Me HÉLÈNE SICARD :

Moi, on m'a dit que je multipliais les ampères par les kilovolts de la ligne.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. C'est bien, c'est très bien.

Me HÉLÈNE SICARD :

Et pour savoir la quantité après, je regardais la distance sur la ligne. Alors je n'arrive pas tout à fait au même chiffre et à la même logique. Il faut croire que les méthodes mathématiques ne sont pas...

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Vous me demandez combien transits, combien il y a de transits sur la ligne. C'est quatre cents ampères (400 A); ça correspond à peu près, bien, ça correspond à cinq cent neuf point vingt-deux mégawatts (509,22 MW) à 735 Kv.

M. ANTHONY FRAYNE :

Excusez-moi! Mais est-ce que vous multipliez quatre cents (400) par sept cent trente-cinq (735)?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui, c'est quatre cents (400) fois sept trente-cinq (735) fois racine de trois, là. Puis ensuite on... il y a un facteur de mille (1000) en quelque part qu'il faut ajuster.

Me HÉLÈNE SICARD :

On arrive au même chiffre.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

C'est très évident!

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est très évident.

95 Q. Alors donc, mes mégawatts pour quatre cents (400), je les ai, cinq cent neuf (509). Est-ce que je peux avoir ceux pour quinze cents (1500)...

- R. Oui, ça, c'est...
- 96 Q. ... pour le trois mille (3000) puis pour le quatre mille (4000) puisque vous êtes si habile à le faire rapidement?
- R. Quinze cents ampères (1500 A), ça ferait mille neuf cent neuf mégawatts (1909 MW).
- 97 Q. Trois mille (3000)?
- R. Pardon?
- 98 Q. Trois mille (3000)?
- R. C'est ça, c'est deux fois plus, là.
- 99 Q. Trois mille huit cent dix-huit (3818)?
- R. Je ne l'ai pas... Trois mille huit cent dix-neuf point dix-sept (3819,17).
- 100 Q. On n'est pas loin sur celui-là. Et à quatre mille (4000)?
- R. Cinq mille quatre-vingt-douze (5092).
- 101 Q. Bon. Alors, si vous pouvez répéter pour nous, commun des mortels, de façon lente, l'expression mathématique qui a permis de calculer les pertes sur cette ligne typique pour une charge donnée?
- R. RI carré.
- 102 Q. R?
- R. R, la résistance de la ligne.
- 103 Q. Oui.
- R. Fois le courant au carré avec les unités, là. Il y a sûrement un facteur de mille (1000) aussi à ajuster, qui va donner les mégawatts au bout.
- 104 Q. Maintenant, vous nous indiquez en plus que le niveau

de quinze cents ampères (1500 A) correspond au niveau d'utilisation typique d'une telle ligne de pointe...

R. À la pointe.

105 Q. ... même si la capacité thermique est de quatre mille (4000)?

R. Exact.

106 Q. Lors de la pointe du réseau...

R. Juste mentionner, la capacité thermique. Ici, on a arrêté à quatre mille ampères (4000 A), c'est que sur le réseau à 735 Kv, ce n'est pas nécessairement la ligne qui nous limite mais les équipements qui sont au poste qui nous limitent à quatre mille ampères (4000 A). Ça fait que c'est pour ça qu'on a arrêté à quatre mille (4000).

107 Q. Maintenant, est-il possible qu'il y ait des lignes avec une charge supérieure à mille cinq cents ampères (1500 A)?

R. Oui, il peut y avoir des... généralement, les lignes, c'est quand même autour... la charge, c'est quand même autour de deux mille mégawatts (2000 MW), là, disons en moyenne, c'est à peu près les charges typiques à la pointe, là. Il y en a des fois qui sont un peu plus chargées, un peu moins chargées, là, mais c'est une charge, une belle charge typique.

108 Q. Et toujours, bien, je vais essayer de prendre en considération les équipements, mais combien serait, selon vous, la limite supérieure - sans parler de situation d'urgence - que vous pourriez observer sur

les lignes lors de la pointe annuelle?

- R. C'est ça qu'on mentionne ici, c'est les capacités lors de la pointe, c'est des capacités usuelles de l'ordre de deux mille mégawatts (2000 MW).
- 109 Q. Donc, quinze mille (15 000), ce serait la moyenne puis deux mille (2000), ce serait la pointe?
Quinze cents (1500), pardon.
- R. Quinze cents (1500), ce serait une charge typique, là, quinze cents ampères (1500 A) ou mille neuf cents, deux mille mégawatts (1900/2000 MW), là, ce serait une charge typique à la pointe.
- 110 Q. Donc, si je regarde le document que vous m'avez fait pour les pertes, si je regarde sous le deux mille (2000) ou le quinze cents ampères (1500 A), là, mes pertes arrivent à à peu près dix pour cent (10 %)?
- R. Je dirais plutôt...
- 111 Q. Vingt point quatre mégawatts (20,4 MW).
- R. Un pour cent (1 %). Un!
- 112 Q. Vous avez raison.
- R. Parfait.
- 113 Q. C'est lui qui a la machine. C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

On n'est pas à un zéro près, hein.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je n'ai pas appliqué le facteur de mille (1000).

Me HÉLÈNE SICARD :

114 Q. O.K. Et quelle serait la charge typique... Donc, les pertes, je dois bien comprendre que, sur votre exemple, ce serait un pour cent (1 %) sur une ligne.

R. Ça, c'est un pour cent (1 %), c'est sur une section de ligne qu'on a marquée ici, là.

115 Q. C'est ça.

R. C'est une section de ligne de deux cent soixante-quinze kilomètres (275 km).

116 Q. C'est ça.

R. Puis si on regarde sur une section typique, deux cent soixante-quinze (275), il y en a qui ont deux cinquante (250), qui ont deux cent vingt (220), là, bien, vous pouvez...

117 Q. Est-ce que les pertes vont augmenter avec la distance?

R. Oui, oui.

118 Q. Plus c'est long, plus j'ai de pertes?

R. Oui.

119 Q. O.K. Et juste par curiosité, la plus longue ligne qu'on ait, elle a quoi?

R. La plus longue section de ligne...

120 Q. De 735kV?

R. Je pense qu'elle a quatre cent vingt kilomètres (420 km) la plus longue section de ligne, là. C'est Micoua, Laurentides de mémoire.

121 Q. Et le plus long chemin?

R. Chemin?

- 122 Q. Oui.
- R. C'est quoi un chemin pour vous?
- 123 Q. Je présume que c'est de la centrale de production jusqu'à Montréal.
- R. Bon. On a à peu près mille kilomètres (1000 km) de La Grande jusqu'à Montréal. C'est l'ordre de grandeur.
- 124 Q. Et sur la distance, savez-vous quel serait le multi-plicateur des pertes? Si je pars à un pour cent (1 %) sur deux cent soixante-quinze kilomètres (275 km) et que j'arrive à mille kilomètres (1000 km), sur notre même exemple qu'on a là, je vais arriver à quoi comme pourcentage de pertes?
- R. Vous devriez arriver à trois et quelque.
- 125 Q. Puis, là, si je continue, une fois que je suis rendu à trois et quelque, si je continue pour un autre deux cent soixante-quinze kilomètres (275 km), est-ce qu'il y a une progression de pertes ou les pourcenta-ges se multiplient?
- R. Non, non. Bien, il y a sûrement ce qu'on appelle le transport des pertes additionnelles, là, un deuxième ordre, là.
- 126 Q. Hum, hum.
- R. On appelle ça un deuxième ordre qui serait probable-ment pas très significatif.
- 127 Q. Donc, si rendu à mille kilomètres (1000 km)...
- R. On peut assumer que c'est assez linéaire, là, pour un écoulement qui serait le même tout le long, là, pour un même écoulement, là. Parce que, en réseau, vous

avez de la charge en chemin, et caetera, ça fait que les écoulements de puissance se modifient; vous avez des lignes d'attache aussi qui viennent rééquilibrer tout l'ensemble de l'écoulement de puissance sur le réseau. Ça fait que, ça, c'est... ça fait partie aussi de toute la simulation, et du * load-flow + et des pertes aussi.

128 Q. Donc, si je pars de La Grande, là, je descends à Montréal puis que je continue, je présume que ça ne va pas en Gaspésie, mais si je m'en allais vers la Gaspésie, une fois rendu à Montréal, je suis à trois point cinq, si par exemple je m'en vais à Québec, un autre deux cents kilomètres (200 km), mon trois point cinq va faire quoi?

R. Je ne pense pas qu'on puisse le regarder comme ça, là. Parce que si on veut s'amuser à faire des chemins comme ça, on peut faire vingt mille kilomètres avec le même mégawatt, là. Tu sais, c'est...

129 Q. Mais est-ce qu'il va être toujours là mon mégawatt ou il va disparaître?

R. À la fin, je pense qu'on va avoir plus de pertes que de production. Ça fait que la réalité est tout autre. C'est que, finalement, c'est que le réseau va se balancer dans son ensemble. L'exemple que vous venez de mentionner, là, une centrale qui va partir de La Grande qui va aller à Montréal qui va remonter à Québec, en réalité, qu'est-ce qui arrive, c'est que le réseau dans son intégralité, le réseau est

intégré, ce qui va arriver, c'est que tout l'ensemble des centrales vont contribuer à ce moment-là à l'écoulement de puissance. Ce qu'on observe sur le réseau, c'est beaucoup plus un écoulement de Québec vers Montréal que de Montréal vers Québec. Ça fait que... En mode normal, là. Ça, c'est sur son ensemble.

130 Q. C'est parce que c'est une distance que je cherchais. Vous auriez pu m'envoyer plus au sud. Et l'idée était, si j'ajoute, si après mille kilomètres (1000 km), j'ajoute un autre deux cents kilomètres (200 km), de quelle façon se déplace ma proportion de pertes?

R. Ça dépend, ça, ça va dépendre beaucoup parce que, la première question que vous m'avez posée, vous m'avez posé essentiellement une question, j'ai une production que je vais chercher à mille kilomètres (1000 km) puis je l'amène à une charge précise. Un cas comme ça, je vous dirais, moi, tout simplement, ça va dépendre des relations qu'on a vues tantôt, là, puis ça va être quasi linéaire avec la distance. Là, ce que vous me posez comme question, c'est, on arrive dans une section du réseau qui est davantage maillée et davantage reliée à des réseaux régionaux. Ça fait que ce qui va arriver, c'est beaucoup plus l'écoulement de puissance qui va nous dire exactement tout ce qui va se passer au niveau des pertes. Ça fait que ça va... La puissance va emprunter tous les chemins, là,

qu'elle a à sa disposition. L'électricité, disons que ça fait longtemps qu'elle se pratique puis...

131 Q. Mais à partir du moment où je passe à travers un réseau maillé comme Montréal, est-ce que j'augmente mes pertes?

R. Pardon?

132 Q. À partir du moment où je passe à travers un réseau maillé comme Montréal, est-ce que j'augmente mes pertes en passant par Montréal?

R. Bien, Montréal, c'est un point de charge assez inévi-table dans notre réseau. Il faut, disons qu'on ne peut pas y échapper, il faut s'y rendre. La moitié de la charge est dans la grande région métropolitaine. Si on a différents niveaux de tension tout interre-liés, c'est de façon à atteindre les niveaux plus près des centres de charge avec des équipements plus adaptés à ce moment-là aux charges locales. Et tous ces ensembles-là sont maillés de façon à pouvoir interagir, se secourir, se donner de la fiabilité, et caetera. Ça fait que c'est toute la dynamique, là, d'un réseau. On ne peut pas alimenter un client disons à 700 Kv, c'est assez osé.

133 Q. Tout ce que je vous demande... Mais c'est parce que je comprends que vous transitez par Montréal, par exemple, pour faire du point à point?

R. Ça dépend du point à point que vous voulez faire.

134 Q. Mais il y en a qui transitent par Montréal?

R. Sûrement. Il y en a sûrement. Ils transitent, même

assurément parce qu'ils vont prendre tout le réseau qui... les transactions vont prendre tout ce qui est à leur disposition. Puis le réseau dans son intégralité va être à la disposition des transactions.

135 Q. Maintenant, je vous remercie, si on regarde HQT-13 document 1 page 132, vous avez un tableau qui indique que le service de point à point au moment de la pointe du réseau, qui indique le service de point à point au moment de la pointe du réseau depuis quatre-vingt-dix-neuf (99). En quatre-vingt-dix-neuf (99), la pointe du réseau est survenue le quatorze (14) janvier à dix-huit heures (18 h) avec une charge locale de trente mille huit cent quatre-vingt-sept mégawatts (30 887 MW) et une utilisation de point à point de mille six cent soixante-six mégawatts (1666 MW). C'est correct?

R. Sûrement.

136 Q. Est-ce que le mille six cent soixante-six mégawatts (1666 MW) qu'on retrouve comme chiffre ici au tableau représente l'utilisation réelle du service de point à point ou est-ce que c'étaient les réservations?

R. C'est réel sauf pour ce qui est indiqué
* anticipé +.

(9 h 50)

137 Q. Je vous parle du mille six cent soixante-six (1666), moi?

R. Oui.

138 Q. Le mille six cent soixante-six (1666) est donc

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Hélène Sicard

réel?

R. Oui.

139 Q. Êtes-vous en mesure de nous indiquer approximativement le taux de pertes réel qui s'applique à une charge de trente mille huit cent quatre-vingt-dix-sept (30 897) mégawatts?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Si vous me demandez le taux de pertes réel, qu'est-ce que vous voulez dire, le taux de pertes qui représenterait les pertes annuelles, là?

140 Q. Oui?

R. On parle, on l'a mentionné, on va le répéter encore une fois, là, ça serait de l'ordre de cinq point deux pour cent (5,2 %).

141 Q. Mais alors, les pertes au quatorze (14)... c'est parce qu'on parle d'une date précise, là. Donc, je ne parle pas de moyenne sur toute l'année. Au quatorze (14) janvier quatre-vingt-dix-neuf (99), à dix-huit heures (18 h), la charge locale consommait trente mille huit cent quatre-vingt-dix-sept (30 897).

Alors, au quatorze (14) janvier quatre-vingt-dix-neuf (99), à dix-huit heures (18 h), est-ce que je peux avoir le taux de pertes pour la charge locale qui consommait trente mille huit cent quatre-vingt-dix-sept (30 897)? C'est instantané dans le temps, là, cette journée-là, à dix-huit heures (18 h)?

R. Instantané dans le temps, ça serait de l'ordre probablement... l'ordre de grandeur serait

probablement de six pour cent (6 %), les pertes de pointe qu'on appelle, ça serait probablement de l'ordre de six pour cent (6 %).

142 Q. Maintenant, si j'ajoute le mille six cent soixante-six (1 666), j'arrive à trente-deux mille cinq cent soixante-trois (32 563) mégawatts. Est-ce que vous êtes en mesure de me donner le taux de pertes momentané, le quatorze (14) janvier quatre-vingt-dix-neuf (99), à dix-huit heures (18 h), pour trente-deux mille cinq cent soixante-trois (32 563) mégawatts?

R. Le taux de pertes que je vous ai donné tantôt, l'ordre de grandeur, c'est pour l'ensemble, à la pointe, l'ensemble.

143 Q. Moi, j'aimerais ça savoir...

R. Je ne l'ai pas séparé.

144 Q. L'avez-vous quelque part dans vos informations?

R. Non.

145 Q. Quand vous avez fait vos simulations pour évaluer à cinq point deux (5,2), vous n'avez pas pris ces taux-là en considération?

R. Le cinq point deux (5,2), ça vient de la mesure. On vient d'une mesure en réseau, d'une mesure réelle, avec tous les capteurs. La simulation qu'on a faite, la simulation dont je parlais tantôt quand on essaie de différencier, là, de la même façon qu'on différenciait le cinq (5) et sept (7), qui étaient des pertes moyennes en énergie sur une base annuelle dans le contrat de mil neuf cent quatre-vingt-dix

sept (1997), le même type, la même simulation marginale avec des profils complémentaires, comme on a observés en quatre-vingt-dix-neuf (99), nous donnait cinq point un (5,1) et cinq point cinquante-neuf (5,59), en moyenne à l'année.

146 Q. Votre moyenne à l'année. Mais là, moi, je vous demande... vous avez dû regarder vos charges à travers l'année, vos périodes de pointe, vos périodes d'été pour être capables de faire ce balancement-là. Alors, dans les figures, vous avez dû "feed your computer" ou votre analyste, excusez la terminologie anglaise, des données réelles pour arriver à faire cette simulation-là?

R. Oui, des données réelles... continuez?

147 Q. Dans vos données réelles, avez-vous donné les charges, les mégawatts de charge locale versus les mégawatts de pointe mis par dessus la charge locale?

R. C'est exactement ça. C'est les deux profils... on regarde un profil. Lorsqu'on fait l'analyse pour différencier les taux qu'on appelle charge locale et point à point, on regarde l'ensemble des besoins locaux d'une part. On regarde aussi l'ensemble des besoins globaux par la suite et on procède par différenciation au niveau des pertes.

148 Q. Bon, alors, les chiffres des pointes, vous avez dû les utiliser pour calculer tout ça. C'est des chiffres importants, vous admettez avec moi, les chiffres de...

R. On ne le calcule pas à chaque instant, comme ça. Ce qu'on utilise nous autres, c'est qu'on regarde le profil annuel autant de la charge locale que de la charge globale. Le modèle analytique dont je vous ai parlé tantôt, disons que ce n'est pas simple, simple, non plus; la résistance varie dans l'année, puis ce qui influence beaucoup le niveau de pertes, c'est comme vous le mentionnez le niveau de charge au moment où vont se situer ces pertes-là.

Ça fait que ce qu'on utilise, nous autres, le modèle analytique qui a été développé, qui a été mis au point en mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (1994), ça simule un comportement, si on veut, le comportement saisonnier. On regarde le comportement saisonnier de la charge, puis à ça, on superpose des cycles hebdomadaires et aussi journaliers. Puis on regarde la charge que ça peut donner avec la résistivité du réseau qu'on a, qui dépend aussi de beaucoup de facteurs.

Ça fait qu'on compare ces deux profils-là. Puis on ne fonctionne pas, disons, instant par instant. C'est que la formule qui a été mise au point nous permet de ressortir des paramètres fondamentaux au niveau des profils. On appelle ça les coefficients de puissance moyenne, les coefficients de demi-amplitude, etc., qui vont varier beaucoup dépendant des profils.

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard, est-ce que vous avez encore beaucoup de questions?

Me HÉLÈNE SICARD :

Non, on vient d'en éliminer une série, là.

LE PRÉSIDENT :

Vous n'en avez pas d'autres à éliminer, là. C'est parce que vous avez envisagé une demi-heure, puis vous n'êtes pas loin de l'heure...

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, je sais... ce ne sera pas long, on va essayer de limiter.

149 Q. Je retourne à HQT-10, document 3, à la page 13, vous avez un tableau indiquant l'allocation des pertes globales par service de transport en quatre-vingt-quinze (95). Et vous nous dites ensuite que cette allocation n'est pas le résultat d'une mesure, mais plutôt d'une estimation. Vous ajoutez que les résultats dépendent des hypothèses retenues. Pouvez-vous m'expliquer c'est quoi les hypothèses retenues qui ont justifié l'analyse?

R. Le tableau, là, qui a cinq point vingt-sept (5,27), cinq point zéro (5,0), puis six point huit (6,8), là?

150 Q. Oui.

R. C'est exactement le modèle analytique dont je vous parle ici. C'est qu'on établit la résistivité du réseau qui va dépendre avec le niveau de puissance, puis on établit aussi... on regarde les profils de charge locale, les profils globaux, et par différenciation, on établit à ce moment-là quelles sont les pertes marginales. C'est ça, c'est de là que vient le fameux cinq (5) et sept (7), là. En réalité, c'est cinq point zéro quatre (5,04), la charge locale. Puis le sept (7), c'était le six point huit (6,8) qui avait été arrondi.

151 Q. Alors, pouvez-vous nous expliquer comment vous faites l'estimation et quelles sont les hypothèses de base, par exemple, les neuf mille deux cent quatre-vingt-neuf (9 289) de pertes de transport, que faites-vous pour les allouer entre la charge locale et le service de point à point?

R. Ça ici, le neuf mille deux cent quatre-vingt-neuf (9 289), ce sont les pertes globales sur l'ensemble du réseau, O.K.

152 Q. Oui.

R. Au niveau de la charge locale, on en identifie avec la résistivité du réseau puis le profil de la charge locale, on identifie sept mille six cent soixante (7 660). Ça fait que la différence, à ce moment-là, est appliquée au service qu'on a appelé point à point marginal. On a assimilé tout l'excédent au service point à point marginal qui donnait le mille six cent

vingt-neuf (1 629).

C'est tout simplement l'application du modèle à la fois à l'ensemble de l'activité et ensuite à l'activité charge locale. Ensuite, on procède par différenciation et c'est exactement ce que vous recherchez vous-même, qui est le taux marginal des pertes.

153 Q. Maintenant, vous parlez... cette analyse-là date de quatre-vingt-quinze (95), c'est la seule que vous présentez dans la preuve. Par contre, à HQT-10, document 3, vous mentionnez une autre analyse qui aurait été réalisée avec les profils de charge réelle de quatre-vingt-dix-neuf (99). Est-ce que les analyses de quatre-vingt-quinze (95) et de quatre-vingt-dix-neuf (99) ont été faites de la même façon, avec les mêmes hypothèses?

R. C'est exactement les mêmes formules.

154 Q. Est-ce que vous avez un document de l'analyse de quatre-vingt-dix-neuf (99)?

R. Ça a été produit, je pense. C'est une réponse aux questions, là. Je pense que c'était des questions de la Régie. Vous venez juste de le...

155 Q. Vous l'avez produite l'analyse de quatre-vingt-dix-neuf (99)?

R. Oui oui, c'est une question, je pense, de la Régie, ça.

156 Q. Dernière question, vous allez vérifier si ça a bien

été produit, quatre-vingt-dix-neuf (99), s'il vous plaît?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Ça ne sera pas un engagement, mais on va procéder à la vérification et on pourra référer la Régie au document.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je pense que je l'ai, HQT-13, document 1, page 133 de 171.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

J'espère que vous n'avez pas développé une phobie des engagements, Maître Lafontaine.

Me HÉLÈNE SICARD :

157 Q. La logique de la tarification timbre-poste repose en grande partie sur le fait que les coûts marginaux du réseau de transport sont minimales. Par contre, vous avez reconnu à HQT-13, document 14, page 138, et je fais référence à la réponse 121.1, que les pertes sont proportionnelles à la distance parcourue pour une même tension d'exploitation. Si un transit de mille (1 000) kilomètres cause dix fois plus de pertes qu'un transit de cent (100) kilomètres, en quoi est-il juste de faire payer le même taux de pertes pour ces deux transits?

R. Premièrement, vous prenez une hypothèse, là, vous-même, c'est votre hypothèse qu'on utilisait les mêmes techniques pour transporter sur cent (100) kilomètres que sur mille (1 000) kilomètres. Au départ, disons que je dois m'objecter un petit peu parce que lorsqu'on transporte de l'électricité, la distance a une certaine importance dans les choix des techniques.

On a eu recours aux sept cents kV (700 kV), nous autres, pour aller chercher de la puissance relativement éloignée des centres de consommation, puis le sept cents kV (700 kV), disons que la propriété qu'il y a, c'est qu'on est obligé, on est obligé de mettre plusieurs conducteurs pour des contraintes justement de pertes par effet couronne, de bruits audibles, d'interférence radio.

Automatiquement, ces lignes-là nous donnent une très grande capacité intrinsèque et nous donnent aussi un excellent comportement au niveau des pertes. Ça fait que les pertes à sept cent trente-cinq kV (735 kV) sont relativement faibles.

Si vous me demandez d'aller ensuite transporter sur cent (100) kilomètres une autre quantité de puissance ailleurs, on va avoir un équipement qui va être adapté, probablement à plus basse tension, puis qui

devrait, toutes proportions gardées, compte tenu de la distance, présenter plus de pertes au kilomètre.

Ça fait que c'est... je ne peux pas trouver de relation, là, suite à la question que vous pouvez poser, je ne pense pas qu'on peut établir une ligne générale, disons, directement avec l'énoncé que vous avez fait.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je vous remercie, Messieurs.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. Je pense qu'on va prendre une pause de quinze (15) minutes. Le prochain, ça va être... NEG n'est pas là; Option Consommateurs non plus, OPG. Alors, ça va être OPG. Vous avez des questions, j'imagine? Non?

Me PIERRE TOURIGNY :

Sur le taux de pertes?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me PIERRE TOURIGNY ;

Non non, absolument pas. J'ai parlé à nos amis de l'ACEF de Québec et ils accepteraient que nous

passions, oui, avant eux. Cependant, ils y mettent une condition, il faut comprendre que ces gens-là ne sont pas d'ici non plus, c'est qu'ils voudraient être certains qu'ils vont passer aujourd'hui cependant. Je pense que c'est exactement ça.

Nous, notre présentation va durer une vingtaine de minutes. On a estimé hier une heure à deux heures, mais je pense que monsieur Tolton faisait un effort pour essayer de deviner combien de temps on serait en contre-interrogatoire. Mais la présentation elle-même est d'une vingtaine de minutes.

LE PRÉSIDENT :

C'est tellement limpide qu'il n'y aura presque pas de questions...

Me PIERRE TOURIGNY :

C'est ce que je crois. Maintenant, ma limpidité et celle de mon confrère Morel n'est pas nécessairement la même.

Me F. JEAN MOREL :

Pour être limpide, c'est limpide, mais je ne jugerai pas au-delà.

Me PIERRE TOURIGNY :

Non, c'est ça. Alors, peut-être pour rassurer les

gens de l'ACEF de Québec, il serait peut-être opportun de voir combien de temps on peut s'attendre pour notre contre-interrogatoire parce que si on en a pour quatre heures, bien, eux vont dire, écoute, on ne passera pas aujourd'hui, on a un problème. Je présume que c'est ça, Monsieur Dagenais. Alors, si je pouvais...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Peut-être qu'on pourrait profiter du break pour que tout le monde se fasse une idée du temps dont ils auraient besoin pour vous.

Me PIERRE TOURIGNY :

C'est ça.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Puis au retour, on ferait le point.

Me PIERRE TOURIGNY :

Excellent.

LE PRÉSIDENT :

Comme aussi sur la preuve actuellement d'Hydro-Québec avec ce panel-ci, qui a des questions à poser, puis combien de temps. Ça pourra permettre d'évaluer après la vôtre, puis...

Me PIERRE TOURIGNY :

Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

(10 h 20)

REPRISE DE L'AUDIENCE

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Tourigny, est-ce que vous avez fait le tour de vos collègues ou si vous voulez qu'on fasse le tour?

Me PIERRE TOURIGNY :

Bien, j'ai fait le tour de mes collègues et je pense que je n'ai manqué personne. Il semblerait qu'il resterait à peu près une heure et cinq minutes de contre-interrogatoire pour le panel sur les pertes et que, ensuite, mon expert me dit qu'une quinzaine de minutes de présentation. Et dans le moment, j'ai Hydro-Québec qui pense que son contre-interrogatoire durera au maximum quinze (15) minutes. Le CERQ, peut-être cinq minutes, une question ou deux seulement et STOP, possiblement, me dit-il, puis, bon, j'ai mis un quart d'heure pour être certain que.

Ce qui veut dire que pour nous, on pourra dire une heure en masse, en masse, en masse pour nous là, définitivement, peut-être même dans une demi-heure on

pourrait avoir fini, ce qui laisserait l'après-midi pour nos amis de l'ACEF de Québec et je pense que, confortablement, on peut dire qu'ils ont à peu près... ils n'ont pas de chance de ne pas passer aujourd'hui vraiment.

LE PRÉSIDENT :

Alors, ça les rassure. Alors, dans le contre-interrogatoire... Aviez-vous des engagements?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Ah! écoutez, vous nous choyez.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Bien, en fait, je demanderais que ça soit computé sur la moyenne de mon collègue Morel là.

LE PRÉSIDENT :

Ah! O.K., O.K., parce que c'est...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Je ne veux pas affecter son taux de performance.

M. MICHEL BASTIEN :

Hey! hey, wow! wow, sur la mienne.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Ah! excusez. D'abord, effectivement, j'ai la réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 53. C'est un engagement qui avait été pris lors de la présentation par monsieur Albert Chéhadé. Cet engagement-là, numéro 53, c'était de vérifier le bien-fondé du tableau de la pièce de NB Power-7 et de dire s'il est exact et, si non, de dire en quoi il est inexact.

LE PRÉSIDENT :

Alors, vous produisez un document sous quelle cote?

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est la cote HQT-10, document 1.7.3.

HQT-10, doc. 1.7.3 : Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement 53.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Avez-vous d'autres engagements là?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Oui. L'engagement, la réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 63, encore une fois c'est un engagement pris par monsieur Chéhadé. C'était, à savoir, produire une étude sommaire sur les coûts d'intégration des centrales qui ont été retenues dans le cas de l'APR 91. Et ce sera la cote HQT-10,

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Hélène Sicard

document 1.7.11.

HQT-10, doc. 1.7.11 : Réponse d'Hydro-Québec à
l'engagement 63.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Et le tout dernier, c'est l'engagement 64, à
savoir, produire une étude sommaire sur les coûts
d'intégration de la centrale Ste-Marguerite,
selon la définition proposée à HQT-10, document 1,
c'est toujours un engagement qui avait été pris
lors du témoignage de monsieur Chéhadé. Ce sera la
cote HQT-10, document 1.7.12.

HQT-10, doc. 1.7.12 : Réponse d'Hydro-Québec à
l'engagement 64.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Ça termine donc pour les engagements de ce matin,
Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

L'engagement numéro 51, Maître Morel, est-ce qu'il
a été produit? C'était sur la référence au *higher*
of.

Me JACINTE LAFONTAINE :

En fait, l'engagement numéro 51, il aurait été, on
lui aurait répondu verbalement lors de l'audience
et

ce serait au volume 20 des notes sténographiques,
à la page 14.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Alors, on continue. Alors, nous avons dit tantôt qu'Option Consommateurs n'avait pas de questions, OPG non plus, NB Power ne sont pas ici. Groupe STOP-SÉ, est-ce que vous avez des questions sur les pertes?

Me DOMINIQUE NEUMAN:

Nous n'avons pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

D'accord, merci. GRAME-UDD?

Me JEAN-FRANCOIS GAUTHIER:

Quelques questions.

LE PRÉSIDENT :

Quelques questions.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANCOIS GAUTHIER:

Messieurs les régisseurs, Messieurs, Jean-François Gauthier pour GRAME-UDD. Alors, nous aurons quelques questions relativement à votre témoignage et présentation de ce matin.

158 Q. Alors, est-ce qu'on doit comprendre de votre

témoignage que les pertes du réseau sont les mêmes pour toutes les fonctions du réseau et dans toutes les régions du Québec?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. La façon qu'on évalue les pertes, nous autres, c'est qu'on regarde le réseau dans son intégralité qui est intégrée et puis qu'on, finalement, on évalue, on peut mesurer ces pertes-là tout au long de l'année. Ça c'est un élément qu'on a, la mesure des pertes, on en sort une perte moyenne annuelle. Et on peut aussi là prendre un exercice analytique là, comme on l'a vu tantôt, pour essayer de dégager des pertes à la marge.

Maintenant, de façon géographique, on ne fait pas de distinction. Le réseau, dans son entier, il est au service de toute la charge locale et de toutes les transactions et de tous les clients.

159 Q. O.K. Là on parle d'un réseau intégré mais, comme vous l'avez dit tout à l'heure, plus qu'il y a de distance, plus que ça signifie qu'il y a de pertes. Donc, géographiquement, si on parle d'un point plus éloigné, il y aura un taux de perte plus élevé, donc ce n'est pas nécessairement vrai que dans toutes les régions du Québec, il y a le même taux de pertes. Si on fait fi du réseau intégré là.

R. Écoutez, lorsqu'on regarde une alimentation d'une

région quelconque, on ne sait pas d'où vient... la puissance va venir de toutes les centrales puis de toutes les importations qui seront utilisées pour alimenter cette charge-là puis c'est tout le réseau qui est utilisé à ce moment-là. Ça fait que c'est la notion qu'on a.

160 Q. Est-ce que, par exemple, est-ce qu'on a les mêmes taux de perte pour les lignes à très haute tension que pour les lignes à plus basse tension, tout autre chose étant égale au même sens, même congestion? Si on parle de la Gaspésie?

R. Vous me parlez de tension puis vous me parlez de géographie.

161 Q. Oui.

R. Ça c'est deux choses très, très, très distinctes là, il y en a un c'est le territoire puis l'autre c'est un choix qu'on fait lorsqu'on a à alimenter une certaine charge quelque part. Si vous me demandez pour exactement la même distance, la même longueur, exactement le même courant, exactement les mêmes conditions entre une ligne à 700 kV puis une ligne à 315 kV, il n'y a pas d'erreur, le 735 kV, il va avoir moins de pertes.

162 Q. Moins de pertes. O.K. Puis on nous a dit que les taux de pertes sur le réseau régional de la Gaspésie, essentiellement en plus basse tension là et dont les lignes sont très longues, est plus important que les taux de pertes moyens du réseau intégré, est-ce que

c'est exact?

R. Je n'ai pas la notion du taux de pertes moyen d'une région en particulier, je ne l'ai pas cette notion-là.

163 Q. Le taux de pertes moyen du réseau intégré que vous avez, que vous recommandez dans votre proposition à cinq point deux pour cent (5.2 %).

R. Oui.

164 Q. N'est-il pas exact que le taux de pertes sur le réseau régional de la Gaspésie est plus élevé?

R. C'est ça que je te dis, je ne le sais pas, ce n'est pas une...

165 Q. Vous n'avez pas ces données-là.

R. Je n'ai pas ces données-là, je n'ai pas ces données-là au niveau territorial là, les pertes là. Nous autres, quand on mesure les pertes c'est qu'il y a... tous les points d'injection sont mesurés et toutes les points... toutes les points de réception et toutes les points de livraison sont mesurés, c'est par différence tout simplement. Ça c'est au niveau de la mesure. Ça fait qu'on a les pertes globales du réseau.

166 Q. Même si, par votre expérience, même si vous n'avez pas de données comme telles, on parle d'un réseau où est-ce que les lignes, en Gaspésie là, on parle que le réseau est très éloigné, je pense que les équipements, également, sont un peu plus âgés. Normalement, sans avoir de données là, par votre

expérience, est-ce qu'on peut comprendre que c'est normalement plus élevé comme taux de pertes?

R. On parle de deux choses ici, on parle d'une alimentation de... on mêle par exemple le 735 kV quand on dit qu'on va chercher trente mille mégawatts (30 000 MW) à mille (1000) kilomètres, là on me parle d'alimenter la Gaspésie, je ne sais pas qui a mille mégawatts (1000 MW) là, avec un certain nombre de kilomètres, on adapte à ce moment-là les technologies, dépendant des situations. Puis question de l'âge des équipements vis-à-vis des pertes, ça n'a pas de...

167 Q. Ça n'a pas d'impact.

R. Bien, l'âge, bien, du moins, pas que je sache à date là. Au niveau de l'âge d'une ligne, je ne pense pas qu'elle ait un impact sur les pertes.

168 Q. Bon, bien, c'est beau, je pensais avoir plus d'information de votre part pour continuer mais si vous ne bénéficiez pas de cette information-là, nos questions vont s'arrêter à cet endroit-là. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Gauthier. Coalition industrielle, bon, maître Sarault n'est pas là. AIEQ. ACEF de Québec, vous prévoyez combien de temps?

M. RICHARD DAGENAI:

Bien, écoutez, monsieur Morel n'est pas là ce matin.

Alors, je pense que ça va prendre cinq à dix minutes.

LE PRÉSIDENT :

Bien, maître Lafontaine est là par exemple.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Elle est plus conciliante, elle est plus conciliante.

LE PRÉSIDENT :

On va multiplier par deux.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAIIS :

Alors, donc, j'ai quelques questions. Richard Dagenais pour l'ACEF de Québec.

- 169 Q. Vous avez indiqué qu'il y a un vingt pour cent (20 %) des pertes qui ne sont pas causées par les pertes, selon la loi d'Ohm de résistance électrique et que ce n'est pas lié au transit. S'il n'y a pas de transit, ça va être quoi le taux de pertes à ce moment-là?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. S'il n'y a aucun transit?

- 170 Q. Hum, hum.

R. A ce moment-là, s'il n'y avait aucun transit, on observerait toutes ces pertes-là qui sont dans les

éléments shunt, les pertes par effet couronne, il y aurait aussi les pertes de fuite, les pertes de fuite dans l'isolateur, les gaines de câbles, et cetera là. Les plus significatives c'est les pertes par effet couronne.

171 Q. Mais si on n'a pas de transit, vous dites qu'il y aurait quand même des pertes sur le réseau.

R. Oui.

172 Q. Ça veut dire quoi en terme de réalité là, je veux dire si on n'a pas de transit, s'il n'y a pas de puissance sur le réseau, ça veut dire quoi qu'il n'y a pas de pertes?

R. Bien, écoutez, c'est un utopique comme question là, on n'aurait pas fait de réseau s'il n'y avait pas de puissance mais si... il y a quand même une relation, c'est physique, les lignes à 735 kV, les lignes à très haute tension, les pertes par effet couronne, c'est un phénomène très, très, très connu, c'est un phénomène, c'est lorsqu'il y a des aspérités sur le conducteur, le champ électrique disons, en particulier lorsqu'il y a beaucoup de gouttelettes d'eau là, par exemple, sur un conducteur, ça fait que c'est forcément influencé par la pluie. Le champ électrique devient très intense tout près du conducteur, près de la gouttelette et puis ça produit des pertes par ionisation, et cetera, c'est les pertes par effet couronne.

C'est assez significatif sur notre réseau. Juste pour vous donner une idée, on peut, sur un kilomètre, on peut aller chercher jusqu'à cent kilowatts (100 kW) par kilomètre, par forte pluie. Puis ce n'est pas... c'est commun quand on a un gros orage sur l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec qu'on aille chercher cinq cents mégawatts (500 MW) de pertes par effet couronne, c'est quelque chose qui est commun. Les taux là, à ce moment-là, les taux explosent, les taux de pertes explosent à ce moment-là puis ce n'est aucunement dû au transit, c'est juste, juste, juste en relation là avec les phénomènes météo. Ça dépend du nombre de jours d'humidité, de pluie, et cetera par année.

173 Q. Mais plus le transit est important, plus le champ électromagnétique va être important, plus l'effet couronne va être important?

R. Non, l'effet couronne c'est relié au champ électrique puis le champ électrique est relié à la tension, au niveau de tension. Puis étant donné que c'est une... en tout cas, si on veut aller dans le détail là, c'est du courant alternatif, il y a une double alternance, et cetera. Ça fait que la tension va passer d'un certain point, elle va aller au maximum. Ça fait que l'effet couronne va se sentir beaucoup plus près des crêtes de tension. Ça fait que ça explique, par exemple, pourquoi qu'à courant alternatif c'est plus prononcé qu'en continu. En courant

continu, le phénomène est beaucoup moins grand, on n'a pas ces crêtes de tension-là, la tension est plus continue.

174 Q. O.K. Mais il y a quand même un champ électromagnétique aussi.

R. Oui.

175 Q. Magnétique qui est en fonction du courant.

R. Lui, il est en fonction du courant.

176 Q. Et qui peut aussi avoir des impacts sur les pertes?

R. Bien, le courant a un impact sur les pertes. Le courant lui-même. Le champ magnétique qui aura un impact sur les pertes, lui, ça serait beaucoup plus ce qu'on appellerait les pertes par induction qui sont quand même relativement faibles là. Donc, c'est de l'ordre de deux pour cent (2 %) à peu près, les pertes par induction là, ça ce sont des pertes, c'est le champ magnétique qui va induire à ce moment-là un courant sur les câbles de garde qui sont sur le sommet des tours. Ça induit un courant puis ces câbles de garde-là sont mis à la terre sur le pylône, ça fait que le courant circule à la terre comme ça.

Ça fait que ça induit les pertes, c'est ce qu'on appelle les pertes par induction, eux vont être probablement en relation avec le champ magnétique, comme je vous dis, avec le courant là mais toutes les autres pertes, les pertes par effet couronne, les pertes de fuite puis les pertes shunt c'est... ça n'a

aucune relation avec le courant.

Puis ces pertes, soit dit en passant, les pertes par induction, le modèle qui avait été mis au point, justement, qu'on a utilisé pour évaluer les pertes, ça s'inscrivait ça dans une démarche qui avait été faite au début, milieu des années quatre-vingt-dix (90) pour mieux connaître tout le phénomène des pertes. Ça fait que c'est ça qui nous avait permis de le documenter d'avantage et puis, suite à ça, on a aussi fait des projets pour essayer de réduire ces pertes-là par induction. On a profité de certains projets, par exemple, d'installation, on installait des fils de garde, des cadres de garde à fibre optique, sur des lignes qui allaient de Montréal jusqu'à la Baie James.

Puis, en même temps, on en a profité pour isoler certains fils de garde pour réduire ces pertes-là par induction. Donc, ce n'est pas une aventure là qui est économique en soi là, de déclencher un projet pour ça là mais lorsqu'on peut profiter d'une opportunité comme ça, on le fait.

(10 h 35)

- 177 Q. Quand vous dites que c'est le client qui assume les pertes, j'aimerais bien comprendre cette expression. Au niveau du réseau, si on a une charge, par exemple, qui sort à trente mille (30 000) mégawatts, qu'il y a

une perte moyenne de cinq pour cent (5 %), il faut que le réseau soit conçu pour fournir à l'entrée trente et un mille cinq cents (31 500) mégawatts dans l'ordre. C'est bien ça? Normalement, le réseau, il faut qu'il soit conçu pour pouvoir répondre à la perte aussi?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Le réseau, il est conçu pour intégrer la totalité des centrales. Ça fait que c'est évident que les centrales vont contribuer à alimenter et la charge et les pertes; ça fait qu'il est conçu pour ça.

178 Q. Donc, dans vos coûts d'infrastructure finalement, vous tenez compte des pertes sur le réseau et vous les chargez finalement à la clientèle en fonction d'un taux de pourcentage; c'est ça la réalité, là?

R. C'est la réalité. On observe un taux de pertes voisin de cinq pour cent (5 %) qui, soit dit en passant, même si... souvent, on est épaté par le taux de pertes, ça représente beaucoup de mégawatts ou de térawatts/heure, mais c'est quand même assez performant, une machine comme ça, de mille (1 000) kilomètres par mille (1 000) kilomètres à peu près qui a un rendement de quatre-vingt-quinze pour cent (95 %), c'est quand même assez bien.

179 Q. Est-ce que vous pouvez m'indiquer le taux de pertes qu'on aurait sur le réseau en été et en hiver, si on fournissait un vingt mille (20 000) mégawatts, par

exemple, en été et en hiver, quel serait le taux de pertes, en été puis en hiver, pour fournir la même puissance au réseau?

R. Je comprends mal votre question, vingt mille (20 000) mégawatts de...

180 Q. Si la charge en réseau, finalement, était de vingt mille (20 000) mégawatts en été puis en hiver, quel serait le taux de pertes différent en été puis en hiver?

R. Si la charge était beaucoup plus constante?

181 Q. Si la charge était uniforme en été et en hiver à vingt mille (20 000) mégawatts?

R. Je ne le sais pas, je ne le sais pas, je ne l'ai pas...

182 Q. Autrement dit, la résistance des fils diminue avec la baisse de la température. Vous n'avez pas déjà évalué ça finalement?

R. C'est mesuré, ça. On les mesure les pertes; ça fait que ça inclut toutes les composantes. Ça inclut à la fois les composantes... vous parlez de la résistance qui va diminuer avec la température. Ça fait que c'est évident que ça inclut ça. Ça va inclure toutes les composantes de pertes qui ne sont pas reliées au transit, les pertes par effet couronne, les pertes de fuite, les pertes par induction, puis les pertes shunt.

Ça fait que toutes ces pertes-là vont être incluses

aussi, puis ça va inclure aussi les pertes qui sont reliées directement au transit. Ça fait qu'elles sont toutes, toutes, toutes mesurées, ces pertes-là.

183 Q. Peut-être qu'on pourrait y aller d'un exemple plus concret. Sur une ligne 735 kV, en été, à plus 30° C, par exemple, vous avez un taux de pertes X; en hiver, vous avez un taux de pertes X pour une même charge livrée. Ça serait quoi la différence de taux de pertes finalement sur cette même ligne-là?

R. Si vous regardez seulement les pertes pour une section de ligne donnée, là, hiver, été, ça va suivre la relation exactement. Si les autres conditions sont constantes, ça va suivre la relation avec la température. Par contre, l'été, si vous avez de la pluie, là, vous allez observer des pertes, par exemple, par effet couronne qui sont probablement moins présentes à la pointe. On pointe à peu près à -20°, puis habituellement, c'est par temps sec et clair.

184 Q. Mais entre -30 et +30, est-ce que le taux de pertes va diminuer de moitié?

R. Quel taux de pertes?

185 Q. Le taux de pertes sur la ligne de 735 kV dont on parlait?

R. Seulement avec la température?

186 Q. Oui?

R. Je ne penserais pas.

187 Q. Ça serait dans quel ordre; vous n'avez pas d'idée?

R. Peut-être... juste le facteur, je ne l'ai pas ici,

mais ça ne serait pas...

188 Q. Vingt pour cent (20 %), vingt-cinq pour cent (25 %)?

R. Moins que ça, d'après moi, moins que ça. Je ne l'ai pas ici.

189 Q. Est-ce que ça serait possible de l'avoir?

R. La résistance en fonction de la température, par exemple, à -20 puis à +30?

190 Q. Oui?

R. Ou -20, +25, qui sont des conditions plus... oui, on pourrait vous fournir ça.

191 Q. D'accord.

LE PRÉSIDENT :

Engagement 73.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Pour une ligne, là, je vais vous donner ça pour une ligne à 700 kV, là, normale.

M. RICHARD DAGENAIIS :

192 Q. C'est ça?

R. Oui.

193 Q. Donc, ce qui serait fourni, c'est le taux de pertes finalement sur une ligne 735 kV...

R. Je vais vous donner la résistance.

194 Q. La résistance, il n'y a pas de problème. Alors, ce qui est demandé, c'est la résistance d'une ligne 735 kV finalement l'été versus l'hiver, donc à +25...

- R. À -20 puis +25.
195 Q. Ça va, pas de problème.

ENGAGEMENT 73 : Fournir les résistances sur une
ligne à 735 kV à des
températures de +25 et de -20.

LE PRÉSIDENT :

Mais ça va donner quoi, là? C'est quoi la relation finalement entre la résistance et la perte parce que vous devez avoir des puissantes formules...

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Non, il va y avoir deux chiffres, là. Il va y avoir une résistance au kilomètre, par exemple, pour une ligne à 735 kV. Ça va se traduire en nombre disons par kilomètre à 25°, puis en nombre par kilomètre à -20°. Puis il devrait y avoir une différence, je ne sais pas, moi, en bas de vingt pour cent (20 %) entre les deux, là.

M. RICHARD DAGENAIIS :

- 196 Q. Mais la relation est linéaire?
R. C'est linéaire, mais je n'ai pas les chiffres.
197 Q. La résistance fois le courant au carré.

LE PRÉSIDENT :

Non, mais ce que je veux dire...

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Non non, ce n'est pas la résistance... ce que vous voulez, c'est la résistance.

M. RICHARD DAGENAIS :

198 Q. Je parle de la perte, là?

R. Oui, oui.

199 Q. La réutilisation de la perte...

R. C'est un des facteurs qui joue dans les pertes. La résistance de la ligne varie avec la température, c'est un des facteurs.

LE PRÉSIDENT :

200 Q. Mais vous n'êtes pas capables d'évaluer, d'isoler cet item-là dans le pourcentage de pertes? Vous allez répondre à sa question, mais ça ne nous donnera rien, finalement?

R. Non, mais je vais répondre à sa question, là.

M. ANTHONY FRAYNE :

201 Q. Est-ce que la relation entre la résistance et les pertes est linéaire ou au carré ou autre chose, toutes autres choses étant égales par ailleurs?

R. La résistance et les pertes?

202 Q. Oui?

R. C'est RI carré, ça fait que c'est directement proportionnel à la résistance, les pertes.

203 Q. Merci.

R. Mais la relation qu'on va avoir avec la température, c'est seulement un des volets des variations de pertes, là. Il y en a plusieurs autres.

204 Q. Oui, d'accord. C'est pour ça que j'ai dit, toutes autres choses étant égales par ailleurs. Mais cette relation-là va être donc linéaire.

M. RICHARD DAGENAIIS :

205 Q. Est-ce que vous pouvez m'indiquer la limite effective d'une ligne 735 kV, par exemple, en termes d'ampéra-ge, sans considération des limites imposées par les transformateurs? Ça serait quoi qu'une ligne 735 kV peut prendre comme ampérage? Vous avez indiqué quatre mille (4 000) considérant la limite des transfos, mais sans limite imposée par les transfos, ça serait quoi?

R. Quand on parle de limite d'une ligne, il faut toujours la situer dans son contexte. Est-ce qu'on parle d'une ligne dans un réseau ou seulement un bout de ligne dans un laboratoire?

206 Q. Dans un laboratoire?

R. Bon, un bout de ligne dans le laboratoire, je ne sais pas, moi. Monsieur Vaillant, je pense qu'il avait mentionné que c'était de l'ordre de six mille (6000) ampères, une ligne à 700 kV. C'est quelque chose qui est possible, là. Mais nous, tous nos équipements de poste actuellement sont limités à quatre mille (4000) ampères. Ça fait qu'on applique cette limite-là. Mais

ça ne traduit pas l'utilisation qu'on peut en faire sur un réseau.

- 207 Q. Ça va. J'aimerais vérifier, dans le document sur le taux de pertes, dans votre preuve sur le taux de pertes, vous indiquez que le service point à point est de plus en plus complémentaire à la charge locale. J'ai posé la même question à un autre panel, on peut référer aux transcriptions du dix-huit (18) mai deux mille un (2001), en page 26, à l'encadré 101.

Alors, je vous avais demander :

*... est-ce que les exportations sont complémentaires à la charge locale?
[...] est-ce que, habituellement, les exportations sont plutôt faibles en période de pointe du réseau de charge locale?*

Par exemple, quelque chose du genre? Vous m'avez indiqué que :

Les exportations peuvent se faire n'importe quand durant l'année, y compris durant les mois d'hiver. C'est selon les marchés et selon les disponibilités.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THÈME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. M. Richard Dagenais

Alors, j'aimerais que vous m'expliquiez...

LE PRÉSIDENT :

Pouvez-vous attendre qu'on prenne connaissance du passage. C'est de quelle ligne à quelle ligne, le savez-vous?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Alors, c'est donc le paragraphe 101, la question était à 191...

LE PRÉSIDENT :

Parce qu'il n'y a pas cent quatre-vingt-onze (191) lignes dans une page.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Excusez, oui, ça va. C'est à la ligne 16, la question.

Me JACINTE LAFONTAINE :

J'avais compris page 26. C'est donc à la page 101 des notes sténographiques du dix-huit (18) mai deux mille un (2001).

M. RICHARD DAGENAIIS :

Page 26 du document, mais...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Et c'est la question 191, à la ligne 16.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Est-ce que ça serait possible de répéter la question aussi qui avait été posée?

LE PRÉSIDENT :

C'est que j'ai demandé que vous preniez connaissance du document avant, là. Il va poser sa question.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Ce qui m'apparaît dans la réponse, c'est qu'on disait qu'on exportait l'hiver et l'été. Ça se rapportait au test de la FERC, je pense, en général, puis ce qui avait été mentionné, c'est qu'une fois que le service de transport a été acheté, il peut être utilisé n'importe quand durant l'année. Il pouvait être utilisé et en hiver et en été. Je pense que c'est ça qui était l'objet de la réponse qui avait été donnée.

M. RICHARD DAGENAIIS :

208 Q. Mais la réponse disait que ce n'était pas complémen-taire, que ça pouvait varier finalement, indépendam-ment de la charge locale, alors que, vous, dans la preuve sur le taux de pertes, c'est indiqué que c'était de plus en plus complémentaire avec la charge locale. C'est pour ça que je voudrais que ce soit

réconcilié, là, les deux réponses.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je peux contribuer, là. Le point commun entre les deux panels, je pense que le contexte de la question que vous aviez dans le cadre des audiences du dix-huit (18) mai faisait référence à la facturation. Et le point que l'on faisait à ce moment-là, c'était que, en termes de planification et en termes de facturation du réseau de transport, une réservation annuelle, c'est considéré sur le même pied qu'un mégawatt de charge locale, donc, il fallait présumer, pour les fins de planification et pour les fins de facturation, qu'il était là.

On ne peut pas faire ou on ne peut pas compter sur le fait que les gens vont être bons joueurs, puis ils vont s'effacer malgré qu'ils aient une réservation. Ceci étant dit, en temps réel, et je pense que c'est à ça qu'on fait référence ici, on parle de l'historique, il n'y a pas d'obligation d'utiliser la pleine capacité réservée, comme en temps réel, il y a un écart entre ce qu'on prévoit être la consommation de la charge locale à la pointe et ce qui se passe vraiment.

Les données qu'on a présentées ce matin pour quatre-vingt-dix-neuf (99) indiquaient trente et un mille

quelques centaines de mégawatts. Il y a juste une certitude là-dedans, là, c'est que c'est certainement différent de ce qu'on avait prévu comme pointe pour l'année mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999). C'est toujours différent de ce qu'on prévoit, c'est sûr. Donc, c'est le même ordre de différence ou d'explication.

M. MARCEL CÔTÉ :

- R. Un complément à ce que monsieur Bastien vient de dire. C'est le fait aussi, on disait plus complémentaire par rapport à ce qu'on avait calculé pour quatre-vingt-dix-sept (97). Donc, on avait fait ça à partir des profils quatre-vingt-quinze (95), puis à cette époque-là, les profils de quatre-vingt-quinze (95), le point à point était un profil de charge qui était totalement différent de ce qu'on observe aujourd'hui en termes d'utilisation du réseau.

L'explication de monsieur Bastien demeure toujours, en termes de planification, on ne peut pas présumer qu'on n'utilisera pas toute la charge à la pointe. Donc, on considère cette quantité au complet. Donc, c'est pour ça que monsieur Chéhadé avait, entre autres, mentionné que ce n'était pas complémentaire parce qu'on a trois mille huit cent quarante-quatre (3844) mégawatts à tous les mois, si vous voulez.

Mais pour calculer le taux de pertes ici, c'est calculé sur le réel, là, sur ce qui a été observé; je ne suis pas au niveau de la planification du réseau comme telle, là.

209 Q. Et en quatre-vingt-quinze (95), il y avait plus de contrats fermes qu'en quatre-vingt-dix-neuf (99). C'est ça la réponse?

R. En fait, c'était principalement ça qu'on avait, des contrats fermes.

210 Q. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Dagenais. ARC-FACF-CERQ.

(10 h 50)

Prévoyez-vous plusieurs minutes de contre-interrogatoire?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF :

J'espère en deça de trente (30) minutes.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y!

Me CLAUDE TARDIF :

Et ma consœur me regardait avec un oeil, elle m'a dit que, de leur côté, ils évaluaient la longueur des contre-interrogatoires comme les lignes de transmission. Plus elles sont longues, plus il y a de pertes.

Donc, je vais me limiter. Mais chaque chose étant égale par ailleurs, ça peut varier. Et on a vu, ça varie selon le carré des puissances.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que c'est un effet shunt?

Me CLAUDE TARDIF :

Oui, oui, c'est ça que je lui ai dit, j'aime mieux l'effet shunt, ou l'effet thermique peut être aussi important. À tout événement, prenons pas le trente minutes là-dessus.

- 211 Q. Claude Tardif, ARC-FACEF-CERQ. Monsieur Gingras, vous expliquiez ce matin, si j'ai bien compris, que le modèle permet de mesurer les pertes de la charge locale et du réseau global et que le point à point est déduit à partir du différentiel, si j'ai compris ce que vous nous avez...

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Le modèle analytique est utilisé à la fois pour quatre-vingt-dix-sept (97), là, puis qu'on a utilisé en réponse à la question en mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), c'est ça qu'est le fait.

- 212 Q. Mais c'était en quatre-vingt-dix-sept (97), c'est ça qui a été fait?

R. Oui.

- 213 Q. Dans la preuve, et je peux vous référer à la preuve,

mais dans la preuve, on dit qu'on mesure le global et que la répartition entre la charge locale et le point à point ne sont pas le résultat d'une mesure mais plutôt d'une estimation qui dépend des hypothèses retenues. On vous a référé également ce matin à ce passage-là. Lorsque je prends ce que vous nous dites et je prends ce qui est en preuve, ça m'apparaît contradictoire à titre de profane, là, je trouve qu'on ne dit pas la même chose. Parce que ce que je comprends dans la première hypothèse que vous nous dites ce matin, c'est, au global, si on estimait ça à cinq point deux (5,2), si on peut prendre des valeurs, on a calculé la charge, on a mesuré les pertes de la charge locale et on a, le point à point, on l'a déduit à partir d'un différentiel, alors que ce qui est, ce que j'ai vu, moi, dans la preuve, c'est qu'on nous a dit, c'est qu'on a pris la charge globale et le point à point a été déduit par des, et la charge locale et le point à point ont été déduits par des estimations qui dépendaient des hypothèses. Donc, est-ce que vous pouvez réconcilier ces deux façons de faire?

R. Au niveau de la mesure des pertes, on mesure actuellement tous les points d'injection et tous les points de réception, tous les points de livraison. Ça fait que, ça, au niveau de la mesure, ça donne la totalité des pertes pour toutes les fonctions.

214 Q. Ceux global, c'est pareil?

R. Ça, c'est le global.

215 Q. Je n'ai pas de problème avec ça.

R. O.K. Ensuite le modèle analytique, lui, ce qu'il nous permet de faire, il nous permet à partir du profil de la charge locale et du profil global, en tenant compte de la résistivité du réseau, qui varie aussi en fonction de la puissance, il nous permet d'établir à ce moment-là quelle proportion pourrait être à la... on a le global, il nous permet d'établir à ce moment-là quelle proportion est à la charge locale et la différence, c'est ce qu'on appelle le taux margi-nal pour l'activité point à point.

216 Q. En quatre-vingt-dix-sept (97), quand vous nous dites à HQT-10 document 3 page 13, les lignes 3 à 5, je vais vous en faire lecture :

L'allocation des pertes globales par service de transport n'est pas le résultat d'une mesure mais plutôt d'une estimation. Les résultats dépendent des hypothèses retenues.

Est-ce que je comprenais bien que ce qu'on faisait en quatre-vingt-dix-sept (97), on mesurait le global, cinq point deux (5,2) si vous voulez, et qu'on ne mesurait pas le local et le point à point, on l'esti-mait selon les hypothèses retenues?

R. Pour le contrat en mil neuf cent quatre-vingt-dix

sept (1997), l'évaluation a été faite à l'automne mil neuf cent quatre-vingt-seize (1996) puis elle a été basée sur l'année quatre-vingt-quinze (95). Ça fait que, ça, je pense que ça va nous situer dans le temps où qu'on est. On n'avait pas à ce moment-là la mesure globale du réseau. On avait une mesure de réseau, c'était en évolution, elle n'était pas complète. Ce qu'on avait à notre disposition, c'était le modèle analytique qui avait été développé pour l'évaluation des pertes puis, à ce moment-là, on pouvait comparer le profil global du réseau qui nous donnait les pertes globales puis on comparait ça avec le profil de la charge locale, puis par différenciation, on obtenait les pertes marginales.

Ensuite, qu'est-ce qui est arrivé, c'est que tout le développement de la mesure a été complété à l'ensem-ble du réseau. Ça fait que, là, on a une mesure depuis quatre-vingt-dix-sept (97), là, pour l'ensem-ble du réseau. Ça fait que de quatre-vingt-dix-sept (97), quatre-vingt-dix-huit (98), quatre-vingt-dix-neuf (99), vous avez eu les mesures pour l'ensemble du réseau. Ça, ça nous donne le réel global, pour ainsi dire. Et pour l'année mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), on a reconstitué à ce moment-là quel serait, à partir du réel global, ce qui serait attribuable, là, à la charge locale et au point à point. C'est ça qui nous donne finalement

que, pour mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), le cinq point, cinq point seize (5,16), je crois, cinq point seize (5,16) qu'il y avait eu de mesuré, réel...

217 Q. Oui.

R. ... était équivalent à cinq point un (5,1) pour la charge locale et cinq point cinquante-neuf (5,59) pour le point à point. Mais ça ici, pour faire cet exercice-là, c'est exactement le même outil qui a été utilisé à l'automne quatre-vingt-seize (96) pour établir le taux du contrat quatre-vingt-dix-sept (97) basé sur l'année quatre-vingt-quinze (95).

218 Q. Je vous suis parce que vous venez d'expliquer. La seule chose que je veux savoir, si je vous ai bien compris, en quatre-vingt-seize (96), on n'avait pas, on n'est pas capable de mesurer la charge globale, la mesure globale?

R. On n'avait pas la mesure globale.

219 Q. O.K. Ce que l'on a maintenant...

R. Oui.

220 Q. ... et en quatre-vingt-seize (96), n'ayant pas la mesure globale, on a procédé d'une manière différente, on a estimé... est-ce qu'on avait la mesure des pertes pour la charge locale, on était capable de mesurer pour la charge locale?

R. On n'avait pas la mesure globale. Ce qu'on avait en mil neuf cent...

221 Q. Mais pour la charge locale, on ne l'avait pas au

global?

R. On ne l'avait pas. Ce qu'on avait en mil neuf cent quatre-vingt-seize (1996), c'était une mesure partielle sur le réseau et puis on avait tout le résultat, là, du modèle qui avait été mis au point puis qui avait été complété avec toutes les autres pertes de d'autres natures qui nous permettaient de faire cette différenciation-là entre un taux qu'on assimilait à la charge locale et l'autre taux qu'on avait assimilé aux activités point à point qu'on avait appelé * marginal moyen +.

222 Q. Et lorsque vous nous dites que les résultats dépendent des hypothèses retenues, ma consœur, maître Sicard, vous l'a posée, les hypothèses que vous aviez retenues à ce moment-là, quelles étaient-elles?

R. On avait retenu en mil neuf cent...

223 Q. Quatre-vingt-seize (96).

R. En mil neuf cent quatre-vingt-seize (1996), c'était la résistivité du réseau qu'il y avait à l'époque, puis on avait le profil de la charge locale qui était à peu près constant au profil global. C'était à toutes fins pratiques à peu près constant. Actuellement, en quatre-vingt-dix-neuf (99), ce qu'on a fait, c'est qu'on a remis à jour la résistivité du réseau.

224 Q. Juste, si vous permettez.

R. Oui.

225 Q. La résistivité du réseau en quatre-vingt-seize (96),

est-ce que ça nous a été fourni quelque part?

R. Ça ne vous a pas été fourni, ça fait partie du modèle lui-même.

226 Q. O.K. Est-ce que ça serait possible de l'obtenir?

R. Si vous voulez.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Il serait peut-être opportun d'abord de demander à mon confrère en quoi ce serait pertinent, là, quand on réfère aux données de quatre-vingt-seize (96), en quoi cet élément-là serait pertinent au dossier, avant d'obliger Hydro-Québec à faire des recherches et des calculs qui pourraient s'avérer totalement inutiles.

Me CLAUDE TARDIF :

Bien, la pertinence est établie en fonction de la preuve d'Hydro-Québec. Elle nous dit qu'elle a retenu les hypothèses retenues. Dépendamment des hypothèses qu'elle a retenues, ça peut varier. Nous, ce qu'on veut savoir, c'est les hypothèses qu'elle a retenues, elle. Et une des hypothèses dont elle nous dit qu'ils ont retenue est la résistivité du réseau. Bon. Quelle était cette résistivité du réseau à ce moment-là pour que de façon à ce qu'on ait les données, on sache c'est quoi qu'ils nous disent. Et la pertinence est en fonction que, nous, on veut le savoir parce qu'on aura à consulter notre expert qui a certaines infor-

mations. On ne peut pas juste dire des choses, je pense qu'on est en droit de vérifier certaines hypothèses qu'ils ont retenues.

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais j'ai cru comprendre qu'ils avaient beaucoup d'éléments qu'ils utilisaient dans leurs formules. Est-ce que vous avez l'intention de demander les résultats de chacune des composantes de la formule de quatre-vingt-seize (96) pour permettre votre comparaison ou bien si vous limitez ça à la résistivité?

Me CLAUDE TARDIF :

Juste un instant, si vous permettez. Pour rassurer, mon expert m'indique qu'on n'a pas besoin de l'engagement que je sollicitais, ça ne nous sera pas utile pour les fins... Donc, je retire la question et l'engagement sur ça.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me CLAUDE TARDIF :

227 Q. À l'engagement 18 qui se retrouve à HQT-3 document 1.1.5 page 2 de 2, on dit ceci, lorsqu'on définit les frontières du réseau de transport, je considère qu'il y a ambiguïté au sujet des points de mesure. À l'engagement 18, Hydro-Québec répond :

... qu'il n'y a pas d'équipement de mesure à la frontière canado-américaine, les pertes de transport de Radisson à Sandy Pond sur le réseau RMCC étant établies à partir d'un système de mesure horaire au niveau des convertisseurs et ensuite réparties entre le Québec et les États-Unis.

En mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), soixante-six-sept pour cent (77 %) des pertes sont survenues dans la section québécoise et le reste aux États-Unis. Alors, dans la méthodologie de mesure des pertes telles qu'exposées par Hydro-Québec à HQT-10 document 3 page 10, où les pertes sont établies par différentiel entre la charge reçues et la charge livrée par le réseau de transport, de quelle façon tient-on compte des pertes de cette ligne, si les capteurs sont situés en amont des convertisseurs, doit-on inclure quelles sont ajoutées mathématiquement aux pertes mesurées?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui, pour la ligne RNDC, il n'y a pas de capteur à courant continu, là, qu'on peut mettre là, ça fait que c'est la méthode, ça, qui est retenue pour évaluer les pertes sur la ligne à courant continu.

Puis c'est une méthode qui a été approuvée, là, conjointement par Hydro-Québec puis les représentants américains, dont vous avez eu les résultats, trois point huit pour cent (3,8 %) de pertes au Québec puis un point un (1,1 %) aux États-Unis.

228 Q. Mais on doit mathématiquement ajouter ça aux pertes mesurées?

R. Pardon?

229 Q. Est-ce qu'on doit les ajouter mathématiquement aux pertes mesurées?

R. Il y a un traitement mathématique, là, qui réajuste ça à la frontière.

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Je peux me permettre juste une petite nuance.

230 Q. Oui. Allez-y!

R. Le trois point huit (3,8 %) est inclus dans le calcul.

231 Q. Pardon?

R. Le trois point huit pour cent (3,8 %) que vous voyez, donc les pertes qui sont sur la section du réseau RNDC au Québec, est inclus dans le calcul de cinq point deux (5,2).

232 Q. J'aurais d'autres questions. C'est que également dans R-18, on dit que le taux de pertes basé sur les livraisons a été de trois point huit (3,8 %) en quatre-vingt-dix-neuf (99), pertes qui tiennent compte de la ligne à courant continu et des

convertisseurs. Or, les taux de pertes moyens sur une ligne de transport est en fonction de l'énergie transitée durant une période donnée. Nous voulons savoir quel facteur d'utilisation annuel correspond à cette valeur de trois point huit (3,8 %) ?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Le trois point huit pour cent (3,8 %) correspond au profil réel qui a été réalisé en quatre-vingt-dix-neuf (99).

233 Q. Qui est quoi ?

R. Bien, je ne l'ai pas par coeur ici.

234 Q. Est-ce que c'est possible de l'obtenir ?

R. Je peux vous donner toutes les valeurs mensuelles qui ont été utilisées pour ça.

235 Q. Juste un instant, je vais vérifier si on a vraiment besoin. On se contenterait du facteur moyen d'utili-sation.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Si vous permettez, on pourrait continuer, on veut vérifier, il semble que ça aurait déjà été déposé en preuve.

Me CLAUDE TARDIF :

C'est bien. Si c'est en preuve, juste nous indiquer à quel endroit.

LE PRÉSIDENT :

Le facteur moyen de la ligne RNDC juste au point...

Me CLAUDE TARDIF :

En fait, ce qu'on recherche à savoir, c'est la valeur de trois point huit pour cent (3,8 %), est-ce qu'elle est basée sur le facteur...

LE PRÉSIDENT :

C'est compliqué.

Me CLAUDE TARDIF :

Sur la puissance de mille quatre cents mégawatts (1400 MW) ou sur la puissance de mille huit cents mégawatts (1800 MW) puisqu'on a utilisé...

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Ni un ni l'autre. Il est basé sur le réel à chacun des mois avec la résistivité à chacun des mois. Ça fait que c'est le réel. On ne peut pas avoir plus réel.

Me CLAUDE TARDIF :

Et est-ce que je comprends, on va vérifier si on a cette preuve-là au dossier et qu'on va nous en informer, c'est exact, Maître Lafontaine? On va vérifier si on l'a cette preuve-là du réel à chaque mois?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Oui.

Me CLAUDE TARDIF :

236 Q. À la page 202 de la présentation du lundi quatorze (14) mai au sujet de l'uniformisation des taux de pertes, monsieur Côté explique que depuis quatre-vingt-dix-sept (97), ils ont établi à l'aide d'une méthode analytique, vous avez établi à l'aide d'une méthode analytique un taux de pertes pour l'ensemble du réseau et un taux de pertes pour la charge locale seulement, et que l'on fonctionnait par différentiel, ce qui donnait à ce moment-là sept pour cent (7 %) pour le point à point, ceci n'a rien à voir avec les interconnexions.

Doit-on comprendre que les tableaux de quatre-vingt-quinze (95) et quatre-vingt-dix-neuf (99) présentés par Hydro-Québec pour justifier l'uniformisation des taux sont fondés sur des modèles analytiques différents, ce qui expliquerait le manque de cohérence entre les deux tableaux par rapport au rapport annuel?

M. MARCEL CÔTÉ :

Vous faites référence à un tableau?

Me CLAUDE TARDIF :

Oui, je vais vous l'indiquer. Il y a un premier tableau qui a été produit à HQT-10 document 3 page 13.

(11 h 10)

Et un deuxième tableau qui a été produit à HQT-13, document 1, page 133.

R. O.K.

237 Q. Le tableau HQT-10, le tableau à HQT-10, document 3, page 13 est pour l'année quatre-vingt-quinze (95), suite à une question de la Régie à la question 75.1, on a produit un tableau pour l'année réelle quatre-vingt-dix-neuf (99). Ça vous va?

R. Oui, c'est ça, j'en ai fait référence dans ma présentation.

238 Q. Bon. Est-ce que c'était le même modèle analytique qui a été utilisé dans l'un et dans l'autre des tableaux qui ont été produits par Hydro-Québec?

R. C'est exactement le même modèle qui a été utilisé, oui.

239 Q. O.K. Pouvez-vous nous indiquer, parce que lorsqu'on regarde le tableau de quatre-vingt-dix-neuf (99), on indique une charge locale, si on fait la différence entre la charge locale au niveau quatre-vingt-quinze (95) et quatre-vingt-dix-neuf (99), on voit que la charge locale diminue d'environ un point quatre pour cent (1.4 %) par rapport à celle de quatre-vingt-quinze (95). Quatre-vingt-dix-neuf (99) diminue, vous

pouvez faire les calculs là, une diminution que moi j'ai pu calculer de un point quatre pour cent (1.4 %).

R. Donc, pour la charge locale, vous parlez de l'énergie produite ici?

240 Q. Je parle de l'énergie, ne bougez pas, je vais vous le dire, je vous parle moi de l'énergie, on peut prendre l'énergie livrée selon quatre-vingt-quinze (95) et l'énergie livrée selon quatre-vingt-dix-neuf (99) là.

R. Donc, on parle, on compare le cent cinquante-deux mille (152 000) par rapport au cent quarante-neuf mille (149 000), c'est ça?

241 Q. Moi, ce que je vous parle là, ne bougez pas que je concilie mes choses, parce que énergie produite là, cent quatre-vingt-six mille (186 000), pour la charge locale c'est... moi je vous parle de l'énergie livrée par le réseau de transport, cent cinquante-deux mille cent deux (152 102) en quatre-vingt-quinze (95) par rapport à l'énergie livrée par le réseau du transport en... cent quarante-neuf neuf vingt-cinq (149 925) en quatre-vingt-dix-neuf (99). On constate une légère diminution en quatre-vingt-dix-neuf (99).

R. Oui, l'explication c'est...

242 Q. Et si je regarde les rapports annuels, peut-être vous pourriez compléter la réponse. Mais c'est parce que, si vous voulez continuer parce que j'avais une autre question par la suite là, c'était...

LE PRÉSIDENT :

C'est parce qu'il était en train de vous expliquer la différence.

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Est-ce que vous voulez une explication sur ça ou?

Me CLAUDE TARDIF :

Je n'avais pas demandé encore l'explication, j'avais demandé de constater, est-ce qu'il y avait une légère diminution et il y aura une question après par rapport avec le réel et là il pourra expliquer. Si vous me permettez, la question était structurée de cette façon-là mais on peut choisir d'y répondre de bien des façons.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

Me CLAUDE TARDIF :

243 Q. Par contre, le rapport annuel nous indique une progression de trois point cinq pour cent (3.5 %) de la charge locale en quatre-vingt-dix-neuf (99) par rapport en quatre-vingt-quinze (95).

Me JACINTE LAFONTAINE :

Est-ce qu'on pourrait donner la réponse... la référence exacte au rapport annuel?

Me CLAUDE TARDIF :

Je ne l'ai pas avec moi le rapport annuel de quatre-vingt-quinze (95) et de quatre-vingt-dix-neuf (99).

LE PRÉSIDENT :

Quatre-vingt-quinze (95), il n'est pas produit en preuve.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Il n'a pas été déposé malheureusement, il n'est pas disponible ici ce matin.

Me CLAUDE TARDIF :

Mon expert m'indique qu'à la page 84 du rapport annuel deux mille (2000) on retrouve les données de quatre-vingt-quinze (95) et de quatre-vingt-dix-neuf (99) au réel.

LE PRÉSIDENT :

Ça c'est HQT-2, document 2.1.1.

Me CLAUDE TARDIF :

Mais à tout événement, on pourra produire, je vais prendre un engagement de produire le rapport annuel de quatre-vingt-quinze (95) réel, je ne l'ai pas avec moi ce matin là mais on peut mettre la main... je ne pense pas que ça soit...

LE PRÉSIDENT :

Peut-être juste la page pertinente.

Me CLAUDE TARDIF :

La page pertinente.

- 244 Q. Et ce que l'on constate que contrairement là, dans le réel on constate qu'il y a une progression de l'énergie entre le rapport annuel, c'est trois point cinq (3.5), la charge locale aurait augmenté de trois point cinq (3.5) par rapport à quatre-vingt-quinze (95). Et ce que je vous demande, en fait, c'est comment qu'on peut concilier le tableau avec la réalité, c'est aussi simple que ça. C'est que... vous comprenez la question?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Absolument.

- 245 Q. Bon.

R. Absolument, puis vous l'avez mentionné, entre autres, dans votre...

- 246 Q. On l'a mentionné dans notre preuve, on a posé une question.

R. Et on l'a regardée puis on a répondu.

- 247 Q. Et je suis que vous vous attendiez à ce que je la repose et j'attends la réponse que vous avez préparée.

R. Donc, dans un premier temps, en quatre-vingt-dix-sept (97) qui est le premier tableau, oui, c'est ça,

quatre-vingt-dix-sept (97), ça a été fait avec les besoins québécois. Alors que dans le cas de la cause tarifaire qu'on fait ici, c'est avec la charge locale et le point à point comme tel. Donc, on n'est pas au niveau des besoins québécois, on a expliqué que pour faire la charge locale on faisait des ajustements sur la quantité d'énergie qui était considérée comme telle, donc il y avait... on part de besoins québécois et on enlève certaines quantités d'énergie pour arriver à la charge locale comme telle, avec laquelle on a effectué ces explications.

C'est ce qui explique pourquoi je suis plus bas puis que si vous regardez les états financiers, ils sont en hausse là. Donc, on ne constate pas les mêmes choses, on n'a pas les mêmes quantités, on parle de charge locale versus le besoin québécois là.

248 Q. Autrement dit, les données qu'on a utilisées pour le rapport annuel ne sont pas les mêmes données qui ont permis à confectionner le tableau que vous avez soumis?

R. Oui, quand... le rapport annuel c'est des données, on en a parlé je pense que c'est monsieur Roberge, il en a parlé entre autres hier, c'est des données de production ça, c'est l'information qu'il y a là-dedans. Ce qu'on parle ici c'est ce qu'on pense qui va être transité sur... ce qui a été transité sur le réseau de transport. On parle de la charge locale

comme telle, donc ce qui est considéré pour les fins du tarif de transport. C'est pour ça qu'on utilise ces quantités-là.

Initialement, le tableau n'a pas été fait pour quatre-vingt-dix-neuf (99) parce que ce n'était pas la proposition d'Hydro-Québec de faire un tarif différencié mais pour les fins de l'exercice, ce qu'on a fait, on a dit on va utiliser la quantité d'énergie qui est transitée sur le réseau de transport, conformément à la proposition d'Hydro-Québec pour faire un exercice de taux différencié.

249 Q. O.K. Autrement dit, vous avez adapté ce tableau-là à la demande pour qu'on ait les mêmes comparables avec votre proposition actuellement.

R. C'est exactement la même formule qui est appliquée.

250 Q. Très bien. Dans le modèle analytique utilisé présentement, expliquez-nous ce qui distingue l'ensemble du réseau par rapport au réseau de la charge locale, si non les interconnexions et les lignes connexes jusqu'à la frontière.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Premièrement, au niveau de la définition du réseau, il y en a seulement qu'une.

251 Q. Hum, hum.

R. C'est l'ensemble des équipements tels qu'ils ont été montrés depuis le début de la preuve là, en

territoire québécois. Ça fait que ça c'est... on utilise l'ensemble de ces équipements-là pour évaluer les pertes. Ça fait qu'il n'y a pas d'équipement là, qu'on dit que ça c'est de l'interconnexion, tous les équipements sont dans le réseau.

252 Q. Mais je comprends que si on accepte que tous les équipements sont dans le réseau, que les interconnexions font partie du réseau et que n'importe quoi fait partie du réseau, mais en bout de ligne est-ce exact que les interconnexions ont une fonction qui, particulièrement, de façon importante, reliée aux exportations?

R. Les interconnexions, vous avez eu toutes les recommandations là qui font partie de la preuve. Il y a eu toutes sortes de recommandations qui ont été faites là-dedans où la plupart, je pense qu'elles se situent autant au niveau de la fiabilité que de partage de réserves des besoins québécois, ou RNDC qui a été un devancement de certains ouvrages pour satisfaire à la fois aux besoins québécois et à la fois à une activité commerciale. Ça fait que l'ensemble de ces équipements-là servent aux québécois puis ils peuvent être utilisés n'importe quand pour alimenter la charge locale.

253 Q. On va revenir sur les interconnexions un petit plus loin. J'aurais une question et un engagement si vous ne pouvez pas le fournir. Veuillez nous fournir la valeur, on a demandé tout à l'heure pour une ligne

735 kV, nous, on aimerait avoir la valeur de résistance en ohms - O-H-M-S pour les fins des notes sténographiques - de la ligne à courant continu pour une longueur de cent (100) kilomètres. Est-ce que c'est possible?

R. Oui, oui.

254 Q. Ce n'est pas quelque chose de bien compliqué.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Évidemment, c'eût été préférable que cette question-là soit posée lors des demandes de renseignements mais ça sera l'engagement 74 d'Hydro-Québec.

ENGAGEMENT 74 : Fournir la valeur de résistance ohms d'une ligne de courant continue de 100 kilomètres.

Me CLAUDE TARDIF :

255 Q. Ça va. Dans le chapitre sur la méthodologie des mesures de taux de pertes, il est question des différents types de pertes et des équipements responsables de ces pertes. A la figure de la page 9 de HQT-10, document 3, on dit que les pertes par effet de joule représentent quatre-vingt-un pour cent (81 %) des pertes de transport global mais nulle part on ne parle des pertes dues aux interconnexions ou plus spécifiquement aux convertisseurs qui représentent pourtant des taux de pertes relativement élevées

par rapport aux autres équipements.

Nous voudrions savoir si le chiffre de quatre-vingt-un pour cent (81 %) englobe les pertes dues aux interconnexions et dans quelle proportion?

R. Le chiffre de quatre-vingt-un pour cent (81 %), ça inclut toutes les pertes joules de tout le réseau.

256 Q. Et le taux de pertes des interconnexions, est-ce exact de dire qu'une interconnexion, lorsqu'on passe à l'intérieur d'une interconnexion, généralement parlant, il y a un taux de pertes de deux pour cent (2 %)? Pour vous, ce n'est pas exact ce que je dis?

R. Non.

257 Q. Donc, lorsqu'on entre dans une interconnexion, on n'a pas une perte de deux pour cent (2 %) automatiquement lorsqu'on y entre.

R. Non.

258 Q. Au global, en moyen.

R. Non.

259 Q. Non. Selon votre modèle analytique, quel serait le taux différencié en utilisant le point à point de deux mille (2000)?

R. Je ne l'ai pas fait.

260 Q. O.K. Est-ce que ce serait possible de le faire?

R. Pour deux mille (2000), actuellement, on n'a même pas la lecture globale là, la lecture en région on ne l'a même pas. Ça fait qu'il faudrait la... il y a deux mille (2000) capteurs là à valider là, ça fait que ce

n'est pas une...

261 Q. On n'a pas encore les données.

R. Ce n'est pas disponible actuellement.

262 Q. Dans une interconnexion du type Châteauguay, les pertes en fonction de la puissance transmise seraient approximativement de quatre mégawatts à vingt pour cent (20 %), de six mégawatts à soixante pour cent (60 %) et de dix mégawatts à cent pour cent (100 %) - je vous sou mets ça là, je ne sais pas si c'est exact - pour une puissance nominale de cinq cents mégawatts (500 MW).

R. Je n'ai aucune idée d'où viennent ces chiffres-là.

263 Q. Mais je vous dis, est-ce que vous êtes d'accord avec ça, qu'une inter...

R. Je suis complètement en désaccord.

264 Q. Bon. Pour vous, est-ce qu'une interconnexion varie, le taux de pertes dans une interconnexion, est-ce que ça varie en fonction de la charge transitée ou ça ne varie pas en fonction de la charge transitée?

R. Le taux de pertes, que ça soit... le taux de pertes sur le réseau, il va varier en fonction de la charge, du profil.

265 Q. Mais ma question est en fonction d'une interconnexion.

R. Un taux de pertes sur une interconnexion, c'est une notion qui n'existe pas.

266 Q. O.K. Pour vous, ça n'existe pas, on ne peut pas calculer le taux de perte à une interconnexion, ça

n'a pas été mesuré ça chez Hydro-Québec.

R. Dites-moi qu'est-ce que c'est le taux de pertes d'une interconnexion puis je vais vous dire si ça a été mesuré.

267 Q. Moi je vous dis, est-ce que vous admettez qu'on a mesuré le taux de pertes à l'interconnexion, exemple Châteauguay? Est-ce qu'il y a des équipements de mesure, on a mesuré?

R. Vous parlez de la mesure des pertes du poste conver-tisseur en courant continu de Châteauguay?

268 Q. Oui.

R. Oui, il y a eu une mesure là-dessus.

269 Q. Bon. Est-ce exact de dire que le taux de pertes variait peu en fonction de la charge transitée et a même des tendances à augmenter à très faible charge. Est-ce que c'est exact?

R. Je n'ai pas la courbe de croissance en fonction de la charge là, au niveau du taux lui-même là, mais ça pourrait être vérifié qu'est-ce qui a été mesuré.

270 Q. Bon. Est-ce qu'on peut prendre l'engagement de le vérifier et de nous le fournir?

LE PRÉSIDENT :

Engagement 75.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Effectivement, si on peut peut-être le reformuler.

Me CLAUDE TARDIF :

De prendre l'engagement de nous fournir les taux de pertes mesurés à l'interconnexion de type Châteauguay et selon les différentes charges transitées.

ENGAGEMENT 75 : Fournir le pourcentage des taux de pertes mesurés à l'interconnexion de type Châteauguay et selon les différentes charges transitées.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Oui. Ça serait peut-être opportun de préciser la période.

Me CLAUDE TARDIF :

Bien, c'est parce que si ce n'est pas mesuré nécessairement et je n'ai pas la date exacte que ça a été fait et...

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Ça a été mesuré, on a un rapport là-dessus de mesure, monsieur Tardif est sûrement au courant parce que monsieur Roberge, je pense, qu'il était dans l'équipe qui supervisait ça à l'époque. Ça fait qu'il n'y a pas de problème, on l'a le rapport.

271 Q. Très bien. Produire le rapport que...

R. Pas le rapport, le pourcentage.

- 272 Q. Le pourcentage.
R. Je peux vous dire la valeur aussi, si vous voulez.
- 273 Q. Pardon?
R. La valeur obtenue des essais, je la sais.
- 274 Q. Mais si vous l'avez en main...
R. Je n'ai pas la courbe là mais j'ai la valeur de la puissance nominale.
- 275 Q. Non, mais c'est la courbe qui m'intéresse.
J'aimerais savoir, à partir du moment qu'on uniformise le taux de pertes à cinq point deux (5.2), on nous dit * voici, on va uniformiser pour la charge locale et pour le point à point +. Est-ce que le taux de cinq point deux (5.2) uniforme, est-ce qu'il est et sera toujours de cinq point deux (5.2) dans l'avenir, est-ce qu'on peut garantir qu'il va toujours être cinq point deux (5.2)?
R. C'est la lecture qu'on a actuellement de la situation. En mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997), on avait une certaine lecture de la situation qui nous donnait cinq et sept là, pour deux services. Actuellement, la situation fait en sorte que lorsqu'on regarde avec le modèle analytique, les taux pour la charge locale et le point à point se rapprochent dangereusement de la valeur moyenne qui est de cinq point deux (5.2), c'est la situation qu'on a actuellement puis qui reflète aussi les activités dans le marché là, qui semble se concentrer plus dans les périodes complémentaires à la charge locale.

276 Q. S'il y a une augmentation, comme il semble se manifester, une augmentation du volume de transaction hors Québec, est-ce que ça peut changer ce taux-là de cinq point deux (5.2) pour le faire passer à cinq point trois (5.3), pour le faire passer à cinq point quatre (5.4) ou il n'y a pas d'estimation faite en ce sens?

R. Il pourrait aller à cinq point un (5.1) aussi.

277 Q. Mais si on regarde la tendance de deux mille (2000) ou la tendance de deux mille un (2001) où on voit une nette progression des activités hors Québec, est-il exact de penser ou de croire que le taux de pertes moyen va augmenter et non pas descendre, selon votre modèle?

R. Je ne peux pas dire ça.

278 Q. Vous ne pouvez pas dire ça.

R. Je ne peux pas dire ça. La lecture, vous avez une lecture de la situation là, vous avez jusqu'à présent, vous avez eu quoi? Cinq point vingt-trois (5.23), cinq point treize (5.13), cinq point seize (5.16) là, ça c'est...

279 Q. Mais on n'a pas deux mille (2000).

R. Pardon?

280 Q. On n'a pas deux mille (2000).

R. Non, on n'a pas deux mille (2000) là-dedans là mais je ne m'attendrais pas à des revirements de situation dramatiques là-dedans là, ça c'est des taux tout à fait normal là sur le réseau.

281 Q. Quand on avait les taux différenciés de cinq pour la charge locale et sept pour le point à point, la perte de la ligne à courant continu était-elle intégrée dans le taux de pertes de service de la charge locale?

(11 h 25)

R. Les pertes qui avaient été évaluées, comme je l'ai mentionné tantôt. On avait fait un modèle qui permettait de traduire la globalité des pertes, dépendant du transit et dépendant aussi de la résistivité mesurée du réseau. Ça fait qu'on avait la totalité des pertes avec le volume d'activités qu'on avait.

282 Q. Oui, mais on avait également différencié cinq pour la charge locale et sept pour le point à point. Moi, ce que je vous pose comme question, dans le cinq, est-ce qu'on avait inclus le taux de pertes de la ligne à courant continu? Est-ce qu'on l'avait mis avec la charge locale ou on l'avait mis avec le point à point?

R. Le courant continu est dans le réseau, il est toujours là. Il est autant pour la charge locale que pour le point à point. C'est le niveau d'activités, puis le profil de l'ensemble de la charge qui va donner la différence entre...

283 Q. Le cinq et le sept?

R. Le cinq et le sept, les besoins globaux, puis la charge locale. Bien, le réseau, sa résistivité est la

même. C'est la même résistivité. Ça fait que, en ce sens-là, l'équipement, c'est les mêmes équipements.

284 Q. Mais ce différentiel-là de deux pour cent (2 %) pour le point à point était un différentiel qui avait été obtenu, si j'ai bien compris, selon des hypothèses. Et parmi ces hypothèses-là, est-ce qu'on avait estimé qu'on utilisait la ligne à courant continu plus pour le point à point ou moins pour le point à point ou ce n'était pas des variables qui étaient tenues en compte?

R. Aucune idée. Bien, le courant continu existe dans le modèle au niveau de la résistivité. Puis c'est le profil, à ce moment-là, qui va plus influencer le sept et le cinq pour cent (5 %).

285 Q. Juste une dernière question de confirmation...

R. Juste un point aussi, cinq, on serait tous portés à croire que sept, c'est cinq plus deux, là, mais dans l'évaluation des pertes, cinq, c'est selon un profil de consommation et sept, c'est selon un autre profil...

286 Q. Profil de consommation?

R. C'est selon un autre profil. Ce n'est pas il y a deux pour cent (2 %) de pertes pour les interconnexions, puis cinq pour la charge locale, puis on additionne ça. Ce n'est pas ça du tout.

287 Q. Je n'en suis pas là. J'essayais de voir si, parmi les hypothèses, on avait fait distinction de certaines pertes relativement à certaines lignes. Et ce que

vous nous dites, c'est non. Est-ce exact de dire qu'à quantité d'énergie transmise égale, les pertes sont plus élevées dès que l'on dévie d'un profil constant et uniforme, ceci à cause du fait que les pertes varient comme le courant au carré?

R. Si j'avais seulement une petite résistance, là, je pourrais dire que, règle générale, pour un élément précis, un équipement précis comme ça, une pièce comme ça, je pourrais dire oui en général. Puis c'est ça aussi, c'est ça qui fait en sorte que le taux marginal actuellement qu'on observe, à cause de la complémentarité des profils de charge, c'est ça qui fait en sorte que les deux taux et le taux marginal...

288 Q. Tendent à se rejoindre?

R. Ils tendent à se rejoindre.

289 Q. Parce qu'on a vu... maître Sicard vous posait des questions avec certaines hypothèses, etc., etc., mais tout est fonction du profil constant et uniforme; c'est exact?

R. C'est un des paramètres fondamentaux; il y en a d'autres.

290 Q. Il y en a d'autres, mais un des paramètres fondamentaux...

R. Il y en a d'autres.

291 Q. Si on n'est pas dans un profil constant et uniforme, bien, les pertes risquent de varier différemment; c'est exact. Et est-ce que ça serait exact de dire

que le cas limite, celui où on ne transmet aucune énergie la moitié du temps et que l'on transmet à pleine capacité l'autre moitié du temps, peu importe la répartition, là?

R. Vous parlez d'un facteur d'utilisation de cinquante pour cent (50 %), là?

292 Q. Oui?

R. Ça, c'est... écoutez, on sait que lorsque le transit est moyen, là, c'est là qu'on a un équilibre au niveau des pertes, mais ce n'est pas la réalité qu'on vit sur notre réseau. La réalité qu'on vit, c'est qu'on a une forte pointe et on a aussi des périodes de très faible charge, puis c'est là qu'en majorité viennent s'insérer les transactions. Ça fait que c'est à ce moment-là qu'il faut regarder. L'aspect marginal serait plus en période de très faible charge. C'est ça qui fait en sorte que les taux se rapprochent beaucoup.

293 Q. Si on a un profil constant et uniforme?

R. On n'a pas de profil constant et uniforme sur le réseau; ce n'est pas ça qu'on a. On a un profil qui varie drôlement.

294 Q. C'est ce qu'on a vu également dans les différents panels.

R. Oui.

295 Q. Ça complète mes questions; merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Tardif. Je dois dire que je suis content d'apprendre que cinq plus deux, ça ne fait pas nécessairement sept, dépendamment des profils...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

C'est trop compliqué pour un avocat, ça.

LE PRÉSIDENT :

C'est ce qu'on nous dit toujours, nous autres, que les avocats, vous autres, vous n'arrivez jamais à un plus un, ça fait deux. C'est vrai. On a la preuve enfin dans les notes sténographiques. Alors, la Régie.

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est la fameuse histoire, Monsieur le président, de l'avocat qui dit, ça dépend comment tu veux.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça. Maître Fortin, on vous écoute.

Me PIERRE R. FORTIN:

Je me sens interpellé.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça parce qu'il faut avancer.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

296 Q. Je n'ai que quelques questions de précision pour ces témoins. D'abord, au niveau du document qui a été déposé ce matin, HQT-10, document 3.1, à la page 3, je voudrais simplement, Monsieur Côté, que vous me précisiez ce qu'on doit entendre par les deux premiers paragraphes qui sont là, en termes de motifs.

Est-ce que je comprends que votre présentation est à l'effet que l'uniformisation des taux est justifiée par les cinq motifs qui sont sur cette page, principalement à tout le moins?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. En fait, pourquoi on a utilisé un taux uniforme de cinq point deux pour cent (5,2 %). C'est l'ensemble de la présentation. Ce sont chacune des sept acétates, si vous voulez, c'était des considérations dont il fallait tenir compte. Puis si je reprends plus précisément à l'acétate 3, quand on parle d'uniformisation des taux, à ça principalement je rajoute la question considérations techniques qui est l'acétate 4, si vous voulez, là.

297 Q. Oui, mais sur cette page 3 ou sur cette acétate 3, ce sont cinq raisons pour lesquelles Hydro-Québec recommande à la Régie d'accepter sa proposition d'un taux uniforme de cinq point deux pour cent (5,2 %)

pour les pertes; c'est bien ça?

R. Ces cinq points-là, également les considérations techniques et je rajouterais également le balisage.

298 Q. Bien. Alors, c'est pour ça que je disais principale-ment tout à l'heure. J'admets que ce n'est pas limité à ça. Donc, ce sont des motifs. En ce qui concerne le premier motif, vous indiquez que c'est un réseau intégré. L'ensemble des équipements servent à rendre des services de transport. Maintenant, simple question de précision suite à ce que maître Sicard discutait avec vous un petit peu plus tôt ce matin à HQT-10, document 3, page 12, et je vais simplement relire le passage, là, vous allez vous en souvenir sans doute où on explique sous le Règlement 659 actuel, on utilise des taux de pertes différenciés, cinq pour cent (5 %) et sept pour cent (7 %).

Et le principe, et là, je cite au texte :

Le principe qui justifiait cette approche suppose que le réseau de transport a été conçu pour desservir la charge locale et que la capacité disponible au-delà des besoins de la clientèle québécoise est commercialisée par l'entremise du service de point à point.

Maintenant, j'ai cru comprendre de l'ensemble de la preuve d'Hydro-Québec que c'est un réseau intégré depuis fort longtemps. Ce n'est pas seulement depuis un an ou deux que c'est intégré. Quelle est la justification de l'uniformisation des taux en termes du fait que c'est un réseau intégré.

Auparavant, c'en était un également et vous aviez quand même des taux différenciés de cinq et sept pour cent (7 %). Alors, je veux juste comprendre le motif ici, là.

Parce qu'on nous met dans un contexte général, mais ce n'est pas en soi une raison qui justifie un changement de méthode de cinq... ou enfin, changement de méthode, c'est-à-dire des taux différenciés, cinq, sept pour cent (7 %).

Maintenant, c'est cinq point deux pour cent (5,2 %) qu'on recommande, mais quel est le lien à faire avec le fait que c'est un réseau intégré, alors que, auparavant, c'en était un aussi avec des taux différenciés?

R. Bien, c'est parce qu'on utilisait... la méthode analytique qu'on avait, cette méthode analytique-là permettait de calculer le taux de pertes sur l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec et le proxy qui avait été fait à l'époque, c'était de prendre ce même modèle analytique, puis de calculer ce profil-là pour la charge locale.

Ce n'est pas un modèle de mouvement ou d'écoulement des charges sur le réseau d'Hydro-Québec. Est-ce que j'ai utilisé... si j'arrive pour faire la charge locale, je vais enlever l'utilisation des équipements interconnexions comme on a entendu tantôt ou quoi que ce soit. Donc, c'est dans ce sens-là, le taux qu'on utilisait, cinq point deux (5,2), cinq et sept, c'était pour le réseau intégré, puis on ne sépare pas.

On a eu un engagement, entre autres, sur les lignes RNDC, on nous avait demandé quel est le taux qu'il y a sur ce taux-là. Puis vu qu'on a du mesurage à l'entrée et à la sortie et qu'il y a une façon de calculer à la frontière, on a établi ce taux-là à trois point huit pour cent (3,8 %) par rapport à notre taux moyen de cinq point deux (5,2).

Mais ça, nous autres, ce qu'on défend, c'est qu'on ne veut pas séparer le réseau parce que le réseau est intégré comme tel. Je ne veux pas dire les exporta-tions, c'est trois point huit (3,8) pour la partie qui passe sur le RNDC, puis ensuite, on va calculer un autre taux sur l'autre type d'équipement.

C'est dans ce sens-là, dû au fait que l'ensemble des équipements servent à l'ensemble du réseau, on

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Pierre R. Fortin

ne souhaite pas avoir de taux différencié, puis ce
qu'on

constate, c'est qu'avec le nouveau profil qu'on a, c'est qu'on a des taux qui sont également très près. Donc, d'une part, on pense qu'on ne devrait pas le séparer parce que, même si entre deux points, je mesure la quantité d'électricité, comme j'ai mentionné pour les considérations techniques, c'est qu'une transaction va avoir influencée même la mesure entre deux points en question.

Donc, même s'il y a des transactions qui passent à d'autres parties du réseau, c'est influencé parce que l'électricité va suivre le chemin où il y a le moins de résistance comme telle.

299 Q. Et c'est une réalité qui existait également en quatre-vingt-dix-sept (97), ça?

R. Également.

300 Q. Et la différence entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille (2000), c'est que vous avez révisé tout simplement l'opportunité de garder un taux plutôt que deux?

R. Le modèle... on a travaillé sur le différentiel; à l'époque, en quatre-vingt-dix-sept (97), on fait le différentiel, puis ça nous donne pour la charge locale cinq pour cent (5 %)... en fait, le profil qu'on avait pour le point à point, c'était un profil avec un facteur d'utilisation très élevé, comparati-vement à celui qu'on a aujourd'hui. Donc, quand on simule en quatre-vingt-dix-neuf (99) versus quatre-

vingt-dix-sept (97), qui est la même méthode, même calcul, même chose, on obtient des taux qui sont rapprochés à ce moment-là.

301 Q. O.K. Quant au deuxième motif, encore là, c'est simplement pour comprendre, enfin, être bien sûr de ce qu'on doit comprendre de la référence, là, en termes de justification de l'uniformisation des taux qui est proposée aujourd'hui. Vous faites référence à la cohérence, principe de cohérence avec le principe du timbre-poste et l'uniformité territoriale des tarifs.

R. Hum, hum.

302 Q. Voulez-vous être un petit peu plus précis sur le lien qu'on doit faire par rapport à l'uniformité territoriale des tarifs? Là, je ne veux pas rentrer sur les questions qui pourraient être d'ordre juridique comme telles, je me situe au même niveau où je l'avais abordé antérieurement avec monsieur Bastien sur d'autres sujets, du point de vue de l'uniformité en soi des tarifs. Quel est le rapport qu'on doit faire pour justifier l'uniformisation des taux de pertes par rapport à la situation antérieure où il y avait également l'uniformité territoriale *de facto*, c'est allégué à plusieurs reprises par Hydro-Québec? Ce n'est pas une situation nouvelle, là.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Si vous permettez, je vais amorcer la réponse,

monsieur Côté pourra compléter au besoin.

303 Q. Très bien.

R. Quand vous dites que ce n'est pas une situation nouvelle, là, je vous corrigerais légèrement, parce que la Loi 116 a intégré dans la Loi sur la Régie de l'énergie le concept du transporteur et avec des clauses particulières, des articles particuliers pour établir la tarification du transport à l'intérieur duquel on retrouve ce concept d'uniformité territo-riale des tarifs de transport.

304 Q. Ça, c'est l'aspect juridique.

R. Ça n'existe pas. Bien, comme moi, j'utilise la loi à chaque jour, le profane que je suis, l'utilise et porte des jugements, il fait des analyses par rapport à ça, et c'est le point, enfin, que je fais en profane. S'il y a des compléments à ajouter au niveau de l'interprétation à donner au concept d'uniformité territoriale des tarifs, notre contentieux s'en chargera dans le cadre de la plaidoirie. Mais le concept d'uniformité territoriale des tarifs appli-qués au transport, je lis le français, profane que je suis, ce n'était pas là en quatre-vingt-quinze (95), quatre-vingt-seize (96), quatre-vingt-dix-sept (97), c'était là en juin deux mille (2000). Donc, c'est dans ce sens-là que, ici, on a une distinction à faire par rapport à ce qui existait précédemment.

305 Q. Donc c'est rattaché à la notion de transport.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Pierre R. Fortin

Maintenant...

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Je peux rajouter un petit point.

306 Q. Oui.

R. Dans le sens que lorsqu'on parle d'uniformité territoriale, la formule qu'on avait en quatre-vingt-dix-sept (97) ne faisait pas de distinction sur les équipements comme tels. Donc, si je livrais l'électricité à Sept-Iles ou à Montréal ou peu importe, c'était toujours le même taux qui s'appliquait pour tout le monde : cinq pour cent (5 %), charge locale et réseau intégré; sept pour cent (7 %) pour le point à point. Ce qu'on propose, c'est cinq point deux (5,2), c'est qu'il n'y a pas de distinction à ce niveau-là.

307 Q. Parfait. C'est là-dessus que je voulais vous entendre. Vous venez de répondre à ma question. Merci. Maintenant, vous proposez, et encore une fois c'est une question de précision, vous proposez un taux de cinq point deux pour cent (5,2 %). Maintenant, si on regarde le balisage qui est produit à HQT-10 document 1.1 notamment aux pages 2 à 4 de 5. En fait...

(11 h 40)

M. MICHEL BASTIEN :

R. Excusez-moi! Pouvez-vous répéter la cote?

308 Q. C'est pour les fins du dossier parce que vous n'aurez pas besoin nécessairement d'y référer. HQT-10 document 1.1 aux pages 2 et 4 principalement, on

constate, je vais poser la question, si vous avez besoin d'aller au document, vous me le direz après. On constate que certaines entreprises utilisent des taux avec un pourcentage qui inclut une deuxième décimale. Quelle est la raison pour laquelle vous limitez, si je peux m'exprimer ainsi, votre proposition à un taux arrondi de cinq point deux pour cent (5,2 %) en tenant compte du fait notamment que, dans votre pièce HQT-10 document 3 à la page 11, notamment la méthode de mesurage indique que, bon, un taux de cinq point seize pour cent (5,16 %) par exemple pour mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999)? Je veux simplement comprendre la raison. Est-ce que c'est une question de précision de calcul, d'inutilité d'arrondir, c'est-à-dire d'inutilité d'aller à une décimale supplémentaire?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Bien, depuis quatre-vingt-dix-sept (97), on s'est amélioré, on a rajouté une décimale.

309 Q. C'est une façon de voir les choses. Qu'est-ce qui vous a arrêté à la première décimale plutôt qu'à la deuxième?

R. L'autre que je pourrais donner, c'est, si vous laissez faire les ingénieurs ils vont vous mettre dix décimales, il n'y a pas de raison particulière, à moins que Jean-Pierre...

310 Q. Il n'y a aucune raison particulière?

R. Je regarde parce que, on peut faire une moyenne, on peut utiliser un taux, ça arrive à cinq point deux (5,2), cinq vingt (5,20) ou... C'est lequel qu'on prend, là.

311 Q. Ça n'a aucune incidence significative?

R. Non.

312 Q. C'est ça?

R. Non.

313 Q. Très bien.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je rajouterai un argument quand même sur la réponse de maître Tardif de tantôt, en termes de stabilité de taux, on risque d'être plus près du bon taux avec une décimale qu'avec deux. Notre marge d'erreur est moins grande.

314 Q. Parfait. Une dernière question. Je vous réfère au texte proposé des conditions de fourniture. Donc, c'est à HQT-11 document 2 pour les articles 15.7 et 28.5 proposés. Le dernier paragraphe de chacun de ces articles se lit comme suit :

*Le transporteur se réserve le droit
de remplacer ce taux...*

Donc le taux de cinq point deux pour cent (5,2 %).

... ce taux par des taux spécifiques

qui peuvent varier selon les chemins de transport et les périodes. Ces nouveaux taux sont affichés sur l'OASIS.

Maintenant, en réponse à une question de la Régie qui est répertoriée à HQT-13 document 1 à la page 170, je vais la lire, c'est très court. C'était la question 103.3, la question était la suivante :

Veillez indiquer si Hydro-Québec entend soumettre à la Régie les taux spécifiques mentionnés aux articles 15.7 et 28.5?

La réponse 103.3 était :

Cette possibilité n'est pas envisagée actuellement.

Maintenant, en réponse à une question de l'ACEF de Québec, qui est répertoriée à HQT-13 document 2 à la page 16, en réponse à la question 5b) qui se lisait comme suit :

Pourquoi HQ se réserve-t-elle le droit de modifier les taux de perte?

La réponse 5b) était la suivante :

Il appartient à la Régie de fixer ou modifier les taux de pertes, mais le transporteur peut proposer des modifications s'il le juge utile.

Quelle est finalement la position de TransÉnergie? Est-ce que vous entendez les soumettre à la Régie les modifications ou non compte tenu de votre première réponse à la Régie?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. En fait, le taux qui était utilisé jusqu'à date, on n'a jamais, on a toujours utilisé les taux de cinq (5 %) et sept pour cent (7 %). Donc pour le point à point, sept pour cent (7 %) parce qu'on n'a pas eu de réseau intégré comme tel. Sept pour cent (7 %) a toujours été appliqué sans exception. C'est toujours ce taux-là qui a été appliqué. Il n'y a pas eu de taux qui... de taux différents qui ont été utilisés. Puis on ne pense pas l'utiliser non plus. Peut-être Michel peut...

315 Q. En fait, la question est plus précise que ça, là. Vous demandez à la Régie d'approuver un texte qui est déjà présentement, bon, dans le Règlement 659, mais là on est en train de réviser cela, vous demandez à la Régie d'approuver un texte qui laisse entendre que

le transporteur se réserve le droit de remplacer ce taux par des taux spécifiques. Alors, les questions auxquelles je vous ai référé étaient assez précises; elles semblent contradictoires quant aux intentions de TransÉnergie. Si vous aviez besoin de taux spécifiques, avez-vous, oui ou non, l'intention de les soumettre au préalable à la Régie?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je pense que c'était clair dans les références que vous avez mentionnées, il n'y a pas d'incohérence de ce côté-là. La réponse à la dernière question que vous avez mentionnée, on a dit très clairement que notre compréhension de la loi, c'est que si on voulait appliquer le paragraphe qu'on retrouve à l'article 15.7 et à l'article 28.5 du contrat, que ces taux-là devraient être autorisés ou approuvés au préalable avant qu'ils soient appliqués à un client particulier sur un chemin particulier et, et caetera.

Je pense que le paragraphe que l'on retrouve dans le document HQT-11 document 2 laisse, enfin est un paragraphe qui est d'une application potentielle, c'est-à-dire il est là en prévision d'une situation qu'on retrouve sans doute aussi aux États-Unis. Probablement que c'est un paragraphe qui a été traduit intégralement, là, du pro forma du FERC. Donc, c'est quelque chose qui doit être

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Pierre R. Fortin

appliqué à

certaines réseaux ailleurs. On peut l'imaginer, là, que ce n'est pas inutile.

Ici, on n'exclut pas cette possibilité-là, on ne l'entrevoit pas à court terme, on ne l'a pas appliquée historiquement, puis on n'a pas de projet de l'appliquer dans les prochains mois, les prochaines années, là, pour dire les choses comme je les connais. Mais cette éventualité-là existe dans le pro forma et je peux vous confirmer tout de suite qu'il n'est pas question pour nous d'offrir un autre taux de pertes que celui qui est demandé, le cinq point deux (5,2) ou celui qui sera approuvé éventuellement par la Régie pour ces transactions-là.

- 316 Q. En marge de vos commentaires, j'ai deux sous-questions après vérification et peut-être vous voudrez vérifier vous-même. On vient de vérifier sur le site et il ne semble pas que l'ordonnance FERC, effectivement, mentionne un texte semblable au deuxième paragraphe qui est proposé, là. Vous avez mentionné, je crois, que c'était comme une traduction, si je vous ai bien compris, mais la référence que nous avons sur cette ordonnance aux paragraphes 15.17 et 28.5 est plutôt que ça doit être fourni par le transporteur, mais on ne mentionne pas un texte semblable à ça. Alors, il y a peut-être simplement une vérification à faire.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Si vous me permettez. Je ne pense pas que ça fasse partie, là, de l'ordonnance 888. Nous, lorsqu'on a fait ça à l'automne mil neuf cent quatre-vingt-seize (1996), c'est une provision qu'on avait mise, là, justement pour... on ne savait pas exactement vers quoi on évoluerait. On a traduit la situation qu'on avait à ce moment-là, et puis quitte à la modifier par la suite. Ça fait que quatre-vingt-dix-sept (97), il n'y a pas eu beaucoup de changements. Quatre-vingt-dix-huit (98), disons que ça a été une année assez riche, assez riche de variations sur notre réseau; on a eu le verglas, on a eu aussi un été qui a été assez intense au niveau des transactions. Mais on ne pouvait pas disons utiliser l'année quatre-vingt-dix-huit (98) pour tenter des changements. Puis avec quatre-vingt-dix-neuf (99), bien, on est rendu à la Régie aujourd'hui, puis on a la proposition en place. Ça fait que le texte qu'il y a là, c'est peut-être une relique de la situation qui existait à l'automne mil neuf cent quatre-vingt-seize (1996).

317 Q. Ce qui m'amène à la question suivante. Est-ce qu'il est encore pertinent vu le témoignage que vous avez rendu ce matin quant au fait que, à toutes fins pratiques, bon, c'est depuis quatre ans que vous appliquez les taux, vous avez vécu avec des taux qui n'ont pas fait l'objet de demandes de modifications, vous ne prévoyez pas

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
Me Pierre R. Fortin

pour une période substantielle

qu'il y ait un besoin de modifier ce taux, est-ce qu'on a vraiment besoin, est-ce qu'il est pertinent d'avoir ce paragraphe inclus aux articles 15.7 et 28.5?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Ce paragraphe pourrait être retiré, effectivement.

Me PIERRE R. FORTIN :

Très bien. Merci. Je n'ai pas d'autres questions pour ces témoins, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fortin. Monsieur Frayne, est-ce que vous avez des questions, Monsieur Tanguay?

INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :

318 Q. Juste une mini. À l'acétate 6 ce matin, vous avez parlé des compensations de pertes, là, des taux appliqués, et caetera. On s'entend qu'avec la nouvelle proposition, parce que, ça, de fait, c'est l'actuel, si je comprends bien, avec la nouvelle proposition, tout ça, ça devient cinq point deux (5,2), le * wheel-through +, tout tout est pareil?

M. MARCEL CÔTÉ :

R. Toutes les transactions seraient à cinq point deux (5,2).

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THÈME 5
HYDRO-QUÉBEC
Int. M. François Tanguay

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Correct. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci beaucoup. Je pense que ça termine la preuve de ce panel-ci et on peut libérer les témoins. Il n'y a pas de raison de ne pas les libérer à cette étape-ci sauf, évidemment, monsieur Bastien qu'on veut absolument garder avec nous. Ça termine l'ensemble de la preuve d'Hydro-Québec.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Ça termine l'ensemble de la preuve d'Hydro-Québec.

LE PRÉSIDENT :

Sous réserve de quelques...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Engagements qui demeurent à fournir.

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais aussi c'est qu'on n'a pas libéré le panel précédent en fonction aussi de la preuve que vous nous avez remise hier sur des changements, là.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Effectivement.

LE PRÉSIDENT :

HQT-10 document, je ne sais pas quoi, là. Alors, sous réserve de ça, ça termine la preuve d'Hydro-Québec.

Me PIERRE R. FORTIN :

Monsieur le Président, si vous permettez, justement sur cette question de libération des témoins, évidemment, on va passer à la preuve des intervenants, il est évident que du point de vue du personnel de la Régie, on procède présentement à l'analyse de plusieurs documents qui ont été déposés dans le cadre d'engagements pour les panels qui n'ont pas encore été libérés, sauf que je ne peux dire à ce moment-ci si nous aurons effectivement un suivi d'interrogatoire à faire et, le cas échéant, je ne peux pas dire à quel moment. Évidemment, ça dépendra aussi de l'échéancier de la Régie. Alors, je voulais le dire évidemment parce qu'il y a des preuves qui vont être faites par des intervenants. Par contre, il n'est pas impossible qu'on ait à remettre certaines questions sur la table.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

Me PIERRE R. FORTIN :

Qui sont en suspens.

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'était notre compréhension de la suite du dossier.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors, Maître Tourigny, il est midi moins dix, c'est que cette semaine, on nous a qualifié de taxer la santé de certaines personnes, et on a convenu de prendre une heure de dîner, et je ne sais pas si, vous, vous insistez pour qu'on entende la présentation de votre témoin avant le temps d'aller dîner.

Me PIERRE TOURIGNY :

J'allais dire, notre préférence, c'est pour y aller pour tout de suite. Notre deuxième choix, c'est de tout faire après le lunch.

LE PRÉSIDENT :

On va accepter votre deuxième choix.

Me PIERRE TOURIGNY :

C'est ce que j'avais cru comprendre.

LE PRÉSIDENT :

Alors, jusqu'à une heure (1 h) pour l'heure du lunch. Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 2 - THÈME 5
HYDRO-QUÉBEC
Int. M. François Tanguay

REPRISE DE L'AUDIENCE

(13 h)

LE PRÉSIDENT :

Allez-y, Maître Tourigny.

Me PIERRE TOURIGNY :

Merci, Monsieur le président. Alors, nous vous présentons monsieur Craig Roach qui va témoigner aujourd'hui comme témoin expert pour Ontario Power Generation. Si vous voulez assermenter le témoin, s'il vous plaît.

IN THE YEAR TWO THOUSAND AND ONE (2001), on this twenty-fourth (24th) day of May, PERSONALLY CAME AND APPEARED:

CRAIG R. ROACH, Consultant, Boston Pacific Company Inc., 1100 New York Avenue N.W., Washington, D.C., U.S.A.;

WHOM, after having made a solemn affirmation, doth depose and say as follows:

EXAMINED BY Me PIERRE TOURIGNY:

319 Q. Mr. Roach, could you give the Board a resume of your education, professional life and your activities as an expert witness in front of various boards and commissions?

Dr. CRAIG R. ROACH:

- A. Yes. In terms of education, my highest degree is a Ph.D. in Economics. In terms of experience, I have twenty-five (25) years of experience in the electricity and natural gas businesses. The issues involve investments in, policies for and litigation concerning, those businesses.

With regard to expert witnessing, I have had the pleasure of doing it fairly often. I have testified before the Federal Energy Regulatory Commission or submitted affidavits on eleven (11) occasions. I have appeared before thirteen (13) State Commissions, some of them on multiple occasions. I have testified in arbitrations, in State Court, in Federal Court, and before a U.S. Congressional Subcommittee.

Me PIERRE TOURIGNY :

Alors, je demande que le docteur Roach soit reconnu comme expert, s'il vous plaît.

LE PRÉSIDENT :

Dans quel domaine?

Me PIERRE TOURIGNY :

Dans le domaine...

- 320 Q. Your expertise would touch upon ratemaking, would it

not, among other things?

A. Yes.

321 Q. And that is the subject of your testimony here?

A. Yes, it is.

LE PRÉSIDENT :

In rate design.

Me PIERRE TOURIGNY :

Rate design.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous avez des questions à poser? Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL :

Non, merci, Monsieur le président, nous n'avons pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que les autres intervenants ont des questions à poser au témoin sur sa qualification?

Aucun intervenant ne pose de question. Alors, monsieur Roach est reconnu comme expert in rate design.

Me PIERRE TOURIGNY :

322 Q. Mr. Roach, you have submitted, and we have given the parties and put in front of the Régie your written testimony dated February seventh (7th), two thousand one (2001), to which were annexed various documents. You know also that you have answered to certain information requests from the Régie and from Hydro-Québec. Do you adopt your answers and do you adopt this testimony as your testimony today in front of this Board?

A. Yes.

323 Q. Are there any changes, typos and things like that that you have noticed?

A. No.

324 Q. Could you outline for the Board the main points of your testimony or points on which you have particular comments?

A. Mr. Chairman, Commissioners, good afternoon. I have five points in summary. The first point goes to the basic motivation for the recommendations that I have made in my testimony. And the other four points are actual recommendations that I put forth for your consideration.

As to the basic motivation, I find that Hydro-Québec has taken an approach to open access that is termed "functional unbundling". And at this point, it is generally understood that that is not enough to

assure non-discriminatory open access.

There is a continued concern that decisions on the transmission side of the company will be made to favour the generation side of the company and that that would be unfair to competitors and unfair to the competitive process.

In the United States, to remedy that shortcoming, there is an elaborate push by the FERC for all utilities to join regional transmission organizations. I am not proposing anything close to that. What I hope will be seen is I proposed four moderate measures, and the goals of those measures are two things.

One is to assure that competitors have a well-publicized opportunity to actually secure megawatts of transmission service. And the other is to push towards independent decision-making, transparent decision-making. If you look at the FERC's decisions, you will see them use the word "independence" often. They call it "the bedrock principle of open access". They ask that even the appearance of discrimination be eliminated. And that is what I am trying to do with my recommendations.

One other final point on basic motivation, I do a lot

of anti-trust work and the general view is that to prevent any competitive behaviour, structural changes must be made. It is not wise to simply say, well, we will keep an eye on that, we will keep policing action. It is better to put in place truly structural solutions.

With that discussion of basic motivation, I will turn to the four recommendations that I made and, in each one, I will state my concern and then, the recommendation. For the first recommendation, my concern is about the automatic renewal provision of the tariff. Under the tariff, if someone has a transmission contract, it can be renewed with sixty-day notice.

My concern is that, as a matter of fact, Hydro-Québec has the bulk of those contracts and with this automatic renewal, they would be able to perpetuate their control of that transmission capacity.

What I have recommended is that when the contracts expire, that the transmission service associated with those energy sales contracts be put out in the open for competitive bid, competitive auction.

It is a one-time-only recommendation. It would only apply to contracts that were engaged prior to the

beginning of the this proceeding. And the goal again is to assure that competitors have a real chance, a very visible, well publicized chance to secure transmission service.

With regard to my second recommendation, my concern is that prior to this proceeding, there was not sufficient information put forth by TransÉnergie on the transmission system, on the -- the acronym is OASIS site. And my primary concern was there was not sufficient information on available transfer capability or ATCs.

My recommendation is that the Board make permanent its requirement to put forth that ATC information. The Board, in response to a data request by Ontario, ruled that TransÉnergie should put forth specific data and I think that requirement should be made permanent.

Another part of this recommendation is that it would be very helpful if, added to that presentation, was a discussion of methodology, some more depth on where the numbers come from, how they are determined, how they are varied, what makes them vary.

And finally, I recommend that there be an annual audit of the ATC calculations. And this would be a

third-party audit, an independent audit. And the goal here is that I think equal information makes for equal access.

I understand that TransÉnergie has agreed to some of these basic principles. I think that is a good step forward. Just two small clarifications in my recommendation, one would be that the information provided on ATC should be archived. There should be historical trail so that the audit can take place.

And another is that, as far as the audit itself goes, I am talking about something different from that conducted under the NERC region, the MPCCs procedures. I am not sure that that fulfils the third-party independence in the publishing of the data.

My third recommendation draws on a concern because different rate design methods were used to determine long-term as opposed to short-term transmission rates. Specifically, the long-term rates were determined with what is called 1 CP, one coincident peak method, whereas the short-term rates, the monthly, weekly, daily rates, were determined with 12 CP.

The practical effect of that switch is to increase

short-term rates over what they would have been, had a consistent method been used. That concerns me because I think, right now, competitors are most likely to use those short-term rates.

My recommendation is simply to use consistent rates. You can pick the methods, but just make sure that the methods are used consistently. And the goal here is to avoid any perception of discrimination.

And one clarification, I read some of the transcripts and this point was somehow caught up in the issue of comparability. And while it is an issue under comparability, that is not the central point here. This is an issue of discrimination and there is really, at FERC and other organizations, there is no flexibility on discrimination. It is no wiggle room as it is said. So, using inconsistent methods at least gives the appearance of discriminatory ratemaking.

The fourth and final recommendation arises from my concern that it was not clear how discounts for short-term transmission service were going to be determined. And again, with the goal of having a transparent, auditable process, my recommendation is that an auction be held where bidders would bid the level of discount for transmission service.

Mr. Chairman, Commissioners, that ends my summary.

LE PRÉSIDENT :

Thank you.

Me PIERRE TOURIGNY :

Le témoin est disponible pour contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que Hydro-Québec, il me semble que vous aviez annoncé quelques questions?

CONTRE-INTERROGÉ PAR Me F. JEAN MOREL :

Oui, effectivement, Monsieur le président, j'avais prédit une quinzaine de minutes et je ne pense pas que je vais dépasser ce quinze (15) minutes. J'ai quelques clarifications pour le témoin.

325 Q. Good afternoon, Dr. Roach.

A. Good afternoon.

326 Q. I just indicated to the Chairman that I have a few clarification questions for you. I do not know which script to start with, because I have taken some notes of your presentation. Maybe I will start off with the prepared script and refer you to your responses to the information requests that OPG has received from Hydro-Québec.

And initially, you may refer to it, but you see it is not a very complicated question and your response to question 1.1 where Hydro-Québec was asking you or asking OPG if it was currently authorized to sell on the open market in the United States, the response indicated that OPG did not have a license at that time and the response is dated the fourteenth (14th) of March, two thousand and one (2001). And you concluded that response by stating:

The provincial government has not yet established a market opening date.

And as I have indicated, that was last March. I believe there is now a date or at least an indication as to when the government, the Ontario market would be open; is that correct?

A. Yes. My understanding is it is the spring of next year.

327 Q. Okay. In your view, is that definite or is it likely to slip like the other indications the government has...

A. I really don't know.

328 Q. Now, in the response to question 2.1, I am still in the OPG responses to the information requests from Hydro-Québec; in the last paragraph, it is indicated that:

OPG is aware that requests can be made to TransÉnergie regarding possible increases to system capacity.

And then, it reads:

However, it is our understanding that the cost of such system expansions would likely be borne by the requesting party, thus making this option economically unattractive.

Me PIERRE TOURIGNY :

Excusez-moi. C'est 2.1 des questions d'Hydro-Québec ou de la Régie?

LE PRÉSIDENT :

C'est le document 8, c'est ça?

Me F. JEAN MOREL :

From Hydro-Québec.

329 Q. I gather you have found that answer?

A. I have.

330 Q. I was going to ask you if you were aware of TransÉnergie's proposal in this proceeding to roll in to a certain cap or to the cap of the existing tolls the investments required for new capacity?

A. I was not aware of that. I think that that has some merit.

331 Q. Fine. So, therefore, there should be a distinction made in that part of the response then?

A. Yes, this one question I think OPG responded to, but yes, your point is well taken that rolling in the rates would affect this statement here.

332 Q. Thank you. Now, I am moving to the responses, the OPG responses to the information requests from the Régie de l'Énergie.

(13 h 20)

And on page 5, the response to the question 2.2, not the last paragraph but I believe the penultimate paragraph reads:

OPG suggests that to facilitate the development of a competitive market in Quebec, other market participants should be given the opportunity to acquire the long-term capacity associated with Hydro-Québec's expiring energy contracts.

I'm puzzled or wondering, with respect to the part of this response, what link should be made between the development of a competitive market in Quebec meaning electricity coming into the Quebec market and the fact that the long-term capacity that this referred to and that is held by Hydro-Québec is for the

purposes of exporting electricity from Quebec.

A. Yes, I see, I see... I'm sorry.

Me PIERRE TOURIGNY :

Ce sont des questions qui étaient adressées à OPG.
The questions, I'll say it in English, I think.
Yes, the questions were not addressed to Mr. Roach personally, if I remember well. And if he can answer and if he has ideas on the subject, we certainly welcome his suggestions. If not, the questions can be taken and answered at a later moment.

Me F. JEAN MOREL:

Maybe I can just react shortly to this. There seems to be a misunderstanding as to what the whole process was because when we received from you, Maître Tourigny, the written evidence of doctor Roach, you indicated that it constituted the evidence of OPG in these proceedings.

And when we put the question, the written questions to OPG, the written questions were based on the written evidence as it was then on the record and we believe that the answers as well constituted the evidence of OPG. And maybe we should just hear doctor Roach and not argue as we...

Me PIERRE TOURIGNY :

Obviously, it is the evidence of OPG, that's what it is. But certain sections, the questions were not addressed to Mr. Roach, they were addressed to OPG and we answered them.

LE PRÉSIDENT :

Bien, peut-être que a priori vous pourriez dire à maître Morel, quand il touche à une des questions qui a été posée, est-ce que vous considérez vous que ça a été adressé à monsieur Roach ou OPG, ou à quelqu'un d'autre?

Me PIERRE TOURIGNY :

Oui, à quelqu'un d'autre.

Me F. JEAN MOREL:

O.K., OPG suggests, the question is 2.2 and the reference is the direct evidence of Dr. Craig R. Roach, section 3, page 9, and the preamble to those questions is indicated there and reproduced in the answers and the preamble refers to page 9, lines 21 to 30 of the evidence that was filed in these proceedings on behalf of OPG.

Me PIERRE TOURIGNY :

Je peux répondre à la question de mon confrère. Le *statement*, la déclaration qui est faite là, en fait,

ne touche pas nécessairement le marché de détail au Québec, dans le sens de *competitive market*, elle touche évidemment le marché de gros qui est déjà fait, elle touche aussi le marché de la capacité. Je pense que c'était une... c'est ça qui vous a induit en erreur.

LE PRÉSIDENT :

Mais là...

Me F. JEAN MOREL :

Je vais laisser le témoin peut-être me...

LE PRÉSIDENT :

C'est ça, vous êtes en train de témoigner, là.

Me PIERRE TOURIGNY :

Je réponds à une question qui nous était adressée selon...

LE PRÉSIDENT :

Non, mais je voulais juste que vous indiquiez à maître Morel qui est le meilleur témoin pour répondre à cette question-là, est-ce que c'est monsieur Roach ou est-ce que c'est un autre témoin d'OPG.

Me PIERRE TOURIGNY :

C'est un autre témoin d'OPG dans ce cas-là.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 1 - THEMES 5 & 6
OPG
C-int. Me F. Jean Morel

LE PRÉSIDENT :

Dans ce cas-ci c'est...

Me PIERRE TOURIGNY :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL:

Bien, je dois m'objecter à... ou m'insurger contre cette situation-là lorsque, au mois de février, on dépose une preuve écrite et qu'on prétend être celle de OPG, de l'intervenant, lorsqu'on permet des questions écrites dans le processus de demande de renseignements sur cette preuve, qu'on donne les réponses sans préciser qu'il s'agit d'un autre témoin qu'on fera entendre à une date ultérieure si nécessaire, ce n'est pas une façon de procéder.

LE PRÉSIDENT :

Maître Tourigny?

Me PIERRE TOURIGNY :

Pour régler tout problème, nous sommes prêts à mettre un autre témoin sur le panel qui pourra répondre à ce genre de question-là.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 1 - THEMES 5 & 6
OPG
C-int. Me F. Jean Morel

LE PRÉSIDENT :

Immédiatement?

Me PIERRE TOURIGNY :

Pardon?

LE PRÉSIDENT :

Immédiatement?

Me PIERRE TOURIGNY :

Immédiatement.

LE PRÉSIDENT :

Vous n'avez pas d'objection à ce que le témoin...

Me F. JEAN MOREL:

Non, non.

LE PRÉSIDENT :

... fasse partie d'un panel, l'important c'est
d'avoir des réponses à vos questions.

Me F. JEAN MOREL:

C'est justement, et l'important, c'est que la
Régie ait les réponses aux questions.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 1 - THEMES 5 & 6
OPG
C-int. Me F. Jean Morel

Me F. JEAN MOREL :

Ce que je déplore cependant c'est qu'on procède de cette façon-là.

Me PIERRE TOURIGNY :

Vous allez avoir vos réponses, Maître Morel.

LE PRÉSIDENT :

Maître Tourigny, est-ce que vous avez le témoin?

Me PIERRE TOURIGNY :

Oui, il est en chemin.

LE PRÉSIDENT :

Pouvez-vous l'assermenter.

IN THE YEAR TWO THOUSAND AND ONE (2001), on this 24th day of May, personally came and appeared :

JOEL SINGER, vice-president of Regulatory Affairs for Ontario Power Generation, 700 University Avenue, Toronto, Ontario;

WHOM, after having made a solemn declaration, doth depose and say as follows:

INTERROGÉ PAR Me PIERRE TOURIGNY :

333 Q. For the purpose of the record, Mr. Singer, could you,

I think your title describes your job, but could you be a little bit more specific please?

A. Yes. I'm the vice-president of Regulatory Affairs. My responsibilities include the development of regulatory policy for all Ontario Power Generation and the participation in regulatory proceedings, both in Ontario, in Canada generally and in the United States. My role in this particular proceeding has been to oversee the preparation of Ontario Power Generation's evidence and to interact with our expert witness Craig Roach in the preparation of that evidence.

334 Q. So, you jumped a bit the gun, which is good, so all the answers that were given, some came from doctor Roach personally, others came from cooperation with your team and they were prepared under your general supervision?

A. Under my supervision by members of... people in the Regulatory Affairs Department in cooperation with other people in Ontario Power Generation who had specific relevant knowledge.

335 Q. And so far as the answers are concerned, that is answers to IRs, or information requests, you are ready to make that your testimony here today and to be cross-examined on it?

A. Yes, I am.

336 Q. Whenever doctor Roach feels that it is more appropriate?

A. Yes.

Me PIERRE TOURIGNY:

Thank you.

INTERROGÉS PAR Me F. JEAN MOREL:

337 Q. So, if I understand correctly, gentlemen, when in the IR process, Hydro-Québec was quoting excerpts from doctor Roach's written evidence and asking questions such as "please specify whether to your knowledge", to doctor Roach, "Hydro-Québec has used practices that do not comply with the principle of its bylaw 659" and so on, it was not necessarily doctor Roach that responded or that specified.

Mr. JOEL SINGER:

A. When the questions asked specific things about the interaction between Ontario Power Generation and Hydro-Québec, that knowledge was provided by Ontario Power Generation as doctor Roach would have no bases for knowing about those things. Similarly, when you asked about the development of the Ontario market, those answers were provided by Ontario Power Generation because that's within our purview and our expertise, not doctor Roach's.

338 Q. And when, for example, I have used questions 2.1 in the IR from the Régie de l'énergie, where the Régie, after quoting page 9, lines 21 to 30 of doctor

Roach's written evidence, the Régie asked:

Please specify whether, to your knowledge, Hydro-Québec has used practices that do not comply with the principles of its bylaw 659 during the initial assignment of long-term transmission capacity

Who gave the response?

- A. As the response indicates, to OPG's knowledge, this was a response that came from OPG again because it was a question that addressed the dealings, OPG's perception of Hydro-Québec's practices.

- 339 Q. Thank you. And then, on the next page, the quote I was presenting to doctor Roach, the penultimate paragraph of the answer reads:

OPG suggests that to facilitate the development of a competitive market in Quebec, other market participants should be given the opportunity to acquire the long-term capacity associated with Hydro-Québec's expiring energy contracts.

You had the benefit of a preview of my question, I was wondering what the link was between the development of a competitive market in Quebec and the long-term capacity on the interties held by

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

PANEL 1 - THEMES 5 & 6
OPG
C-int. Me F. Jean Morel

Hydro

Québec, the interties that are used for the purposes of exporting outside the Quebec market.

A. I think the response uses the phrase facilitate a competitive market in Quebec more broadly and as such the facilitation of non discriminatory access to transmission will facilitate a competitive market in Quebec, that is by allowing people to access transmission, whether that be transmission through Quebec or out of Quebec.

340 Q. So you're basically saying it's the competitive transmission market through Quebec?

A. What I... my response was, I thought, clear but let me repeat it. When we say broadly to facilitate the development of a competitive market in Quebec, we were referring not only to the buying and selling of electricity within the province but the buying and selling of transmission through and out of the province.

341 Q. Can I suggest to you that the second part is mainly what you mean because, to my knowledge, Hydro-Québec Generation does not have import capabilities or does not, I mean, the import are not precluded from Hydro-Québec holding long-term contracts on imports?

A. I think, if your question is more broadly are there opportunities to sell at wholesale in Quebec, the answer would be yes, there are limited opportunities because there are limited eligible wholesale buyers in Quebec.

- 342 Q. And it has nothing to do with transmission capacity being held by Hydro-Québec Generation.
- A. I am not aware of any attempt that OPG has made to sell to wholesale buyers in Quebec and so, therefore, I am not aware of whether transmission was a constraint in those sales, I don't think there's ever been such an attempt.
- 343 Q. But to the extent that there are no long-term contracts on the interties for import purposes, there would be available capacity for wheel-ins?
- A. To the extent that those contracts or rights were not held by other people and were made available in association with those wheel-ins, there wouldn't be a constraint, you are right.
- 344 Q. Thank you. And maybe one further reason why I suggest to you that it is not, when you are referring to the competitive market in Quebec, I gather you are referring to the transmission market or the possibility to use a transmission system to wheel through electricity, your response, or I gather it is your response because it starts off by saying "OPG's concern" and that is your response to question 1.2 of the information request from the Régie de l'énergie to OPG, and the last sentence in that response reads:

*Since almost all electricity users
in Quebec would remain customers of
Hydro-Québec in the foreseeable*

future, the ability to access these customers is not an issue to OPG at this time.

- A. That was the point I made earlier, there is very limited eligible wholesale customers in Quebec and I am not aware of any plants to open in the retail market.

Me F. JEAN MOREL :

Ceci complète mon contre-interrogatoire, Monsieur le Président. Thank you, gentlemen.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Morel. Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui ont des questions à poser à ce panel-ci? Pas de questions. La Régie, est-ce que vous avez des questions?

(13 h 35)

CROSS-EXAMINED BY Me PIERRE R. FORTIN:

- 345 Q. Mr. Roach, on pages 5 and 17 of your prepared testimony, you state one of the issues that you are concerned with, and you make a recommendation for at least an annual review of ATC calculations, and I am quoting from page 17 here, and you state that you recommend that the Board, meaning the Régie de l'Énergie, require an independent audit of TransÉnergie's ATC calculations each year.

I believe I heard from your testimony earlier, a few minutes ago, that you were not -- I do not know which words exactly you used, but I gather that you were not sufficiently confident in the NERC's and NPCC's procedures, review procedures, in this respect. Did I understand you correctly?

Dr. CRAIG R. ROACH:

A. You did. The reasons are more procedural. Our understanding of the NPCC's audit was that it was "a self-assessment", and secondly that the information garnered was not made public. So, what we would look for, again to avoid any appearance of discrimination, would be for an independent third party to conduct the audit and then for the results to be made public to those who are seeking transmission capacity, to be made public just in general.

346 Q. So, it is your understanding that whatever review procedure is held by NPCC, it would not be sufficient by itself, it would have to be published and whatever outcome or results that are published through, for instance here, OASIS system on Hydro-Québec's side would not be sufficient at all?

A. I think the answer is yes. Let me see if I understood completely. We spoke with NPCC to make our understanding as precise as we could. And it was explained to us that that audit, at this point, was a self-assessment, meaning a TransÉnergie's own

assessment, and it was not made public and that it was not clear what would come next. It was not clear that there would be a requirement for an independent assessment or the nature of that assessment.

So, what we are saying is that, as we understand it right now, a self-assessment that is not made public is not what I have in mind when I ask for a third-party independent audit with the results being made public.

347 Q. And when was that? When did you get that information from NPCC?

A. It was back before we filed this, probably a month or so before we filed this in February.

348 Q. If I refer you to the NERC Planning Standards that were published in September nineteen ninety-seven (1997), and this is a question clarification with respect to your prepared testimony, I just want to make sure what you are referring to exactly here. On page 14, I believe, of your prepared testimony... yes, on page 14 of your prepared testimony, lines 1 to 10, you refer to the NERC's suggestion with a quote, with the M3 paragraph.

Now, the reference to that paragraph as shown at the bottom of the page indicates that you are quoting from the Draft II Revised NERC Planning Standards, Measurements, and Compliance Templates on Transfer

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

THÈMES 5 & 6
PANEL OPG
C-ex. Me Pierre R. Fortin

Capability.

Now, since then, is it not true that NERC published its standards on September nineteen ninety-seven (1997) and that paragraph, I suggest to you, that you are quoting from was replaced, as a matter of fact, by the one I am going to read to you and I could distribute for everyone here in the room what I am referring to and I would like to get your comments to this, whether this changes what you have already said or not?

A. Sure.

Me PIERRE R. FORTIN:

So, this is an excerpt from NERC Planning Standards, dated September nineteen ninety-seven (1997), and the excerpts include the Table of Contents and pages 24 to 26 inclusive of the document. And I will let you have a look at it. Ça devrait être coté Régie-5, si je ne m'abuse?

LA GREFFIÈRE :

Oui.

Me PIERRE F. FORTIN :

Très bien, merci.

RÉGIE-5 : NERC Planning Standards, Septembre
1997.

349 Q. You have that, Sir?

A. I do. If I could take a minute -- should I read both pages or all of it?

350 Q. Well, actually, I would like to refer you on page 25 to the section entitled "Measurements" and, more particularly, to the section, subsection M4. And I will read through it for the purpose of getting it into the record. M4:

Each Region shall review and coordinate the TTC and ATC methods and values used by the transmission providers to ensure agreement in data reporting within and among Regions.

So, my first question to you is, am I right in assuming that this is the final text that NERC has adopted further to the one you have quoted in your prepared testimony on page 14 which was quoted from the Draft II Revised NERC Standards; am I right in this?

A. Let's see if I understand.

351 Q. Sure.

A. What you handed me seems to be a later document and we may or may not have seen this, but I think your question is, does this change my mind about my

recommendation. And it does not. Is that what you are asking?

352 Q. Well, I was getting to that, but first of all I would like to make sure what the relevancy of the excerpt your quote in your prepared testimony from the Draft II Revised NERC Planning Standards, whether it is still relevant or not, considering this new document that was adopted in September nineteen ninety-seven (1997). Now, I do not know if you can answer that because I take from your last answer that you do not seem to have been knowledgeable of this until now; am I right?

A. Well, I may have been. But again, the relevance on page 14 of the NERC Statement is simply foundation that says NERC agrees that this information should be made public. And that is why I am drawing on this. The question you asked me in the start was, okay, there is this NPCC audit, is that sufficient to live up to your recommendation. And to that, I am saying no.

353 Q. I want to make sure I understand your question. Did you say that the excerpt you quoted from the Draft II Revised NERC Planning Standards indicated as such that the result should be made public? I may have misread the excerpt, but I do not see, I do not read it as being as specific as you seem to understand it?

A. Well, if you -- I think it does. In my testimony, I quote M1, that is what you are referring to, and it

reads, in:

Each Region, in conjunction with its members, shall develop and document a Regional TTC and ATC methodology. This Regional methodology shall be available to NERC, the Regions and the Transmission users in the electricity markets.

354 Q. Where is that, Sir? I am sorry, I am just trying to find it. Oh page 13? I was on page 14, still on page 14, sorry.

A. One legitimate difference between you and I is I think we printed this out and it is on different pages.

355 Q. Okay, fine. Well, still, I do not think it changes the purpose of my question. This paragraph you are quoting from on page 13 is about the same, you know, on a fast reading, as to the one that you can see on page 25 of the excerpt of September nineteen ninety-seven (1997) Planning Standard I just handed to you. So, my question is more related to the comparison between the M3 excerpt from your prepared testimony with that entitled M4 in the nineteen ninety-seven (1997) excerpt I just handed to you.

(13 h 45)

Obviously, these two, M1 and M4 do have a different objective or purpose, they don't say exactly the same

thing. You're referring me to the M1 quoted on page 13 of your prepared testimony but this does not relate to the comparison I am drawing your attention to between the M3 quoted in your testimony with the M4 I am quoting from the September nineteen ninety-seven (1997) NERC planning standards.

A. Again, maybe I am missing your point. M3, as I quoted here, is talking about a review.

356 Q. Yes.

A. So, all I'm using that for is to suggest that even NERC calls for a review.

357 Q. Okay.

A. The M4 that you are pointing my attention to calls for the region getting together to attempt to assure that methods are in agreement, methods and numbers are in agreement. Both of those are good things, I don't have a problem with either one but I am not sure how it speaks to my recommendation for an audit.

358 Q. But once the coordination is made and achieved and that NPCC, being one of the regions that are envisaged in that excerpt, has actually achieved its review, does that not *per se* achieve the goal of... that you are seeking, what is lacking? Just the publication itself?

A. No, I don't think that is right, I think it is, you know, I disagree with what you said.

359 Q. You disagree with what?

A. With what you just said, that it is enough.

360 Q. Fine, okay.

A. And I mean...

361 Q. Okay.

A. ... I can explain why.

362 Q. Very well.

A. This is a good step forward, you know, if NERC can come up with standard methods definitions, that is good but the word, you know, you need those applied, it is not mechanistic, there are judgments to be made and I think this third-party audit will get to those judgments and will get to the values and the results and look for consistencies. So, I think that is, I think it is good that NERC will come up with some standards and standardization but I think the audit is required to see how those are applied here.

363 Q. Now, could you indicate to the Board how should that independant audit proceed?

A. I don't have all the details, I am more interested in the requirement being set and like FERC I am looking heavily to the word "independant", I am looking for... I am much more interested in the competence and the independance of the auditor at this point.

The actual procedure, what is looked at, I think maybe some guidelines can be set but I think there should be a fair amount of flexibility. Setting ATCs is not a formula-type thing, it takes judgment but at this point I'm really looking to emphasize the word

"independant" and, of course, "competent auditor".

364 Q. But would you have, or do you, or do you not have any specific recommendation within the scope of this hearing as to what the Board should or should not order? Are you suggesting that the Board should issue, as a matter of principle, that an independant audit should be put in place but that the methodology and the proceeds should have to be determined at a later date? Do you have any opinion that you could provide the Board with in this regard?

A. Well, I don't think you are actually far off for this first audit, I think that I am looking for the Board to recommend based on principle, the principle being that independance is required to assure even the appearance of discrimination is not present, that on that, order the audit.

I don't think the Board should prescribe the audit, I think over time standards will be set, these NERC standards will be set, you know, a board of a corporation would certainly require an audit, a financial audit but they wouldn't necessarily prescribe all the methods, they may point to issues and that would be helpful. But I don't think they prescribe the methods.

Now, in financial auditing, the standards are much more clear so we have to catch up with that. But your

question is not far off, I am looking for a recommendation based on principle, some guidance is fine but I am not looking for a lot of guidance here, I think that the first one will teach us a lot, you know, they'll want to look at the consistency of ATCs, they'll want to look at events, generation-related events, events on the other side of the border that affect the ATC. I think it will be an important document, I don't know that we need guidelines to limit them.

365 Q. Finally, as to the auction method that you recommend, you recommended it on -- with respect to both, to two topics actually, the capacity reservations and the short-term discounts as well. Again, my question will be the same, do you have any specific recommendation to the Board as to how it should treat that subject matter with reference to your testimony, as a matter of fact, within the scope of this hearing, should it prescribe it or not or should it only issue, as a matter of principle, a kind of caveat of some kind for a later date to be determined?

A. Let me -- my answer is I think it should order the recommendation. It is a matter of principle that this discounting should take place, the goals are transparency, the goals are to open the system. But just, I want to watch the word "caveat", I think it is routine for commissions, boards to issue an order and then to have a compliance filing for that order.

I think that is done routinely.

I understand, your point is well taken, that some details, important details have to be worked out, I accept that, you are making a good point but I think that could be done in the terms of a compliance filing, that is done a lot.

I mean, I have been in proceedings where the order from the Federal Energy Regulatory Commission is to, is to divest, divest assets or form an RTO. Well, there is a lot going to happen after that order is in place but the principle is established and that is what I am looking for here, there are compliance details to work out on both these options.

366 Q. The reason of my question is, and I am trying to find the excerpt where I read this but I believe that in answer to a question, I am being told it was 6.2, so maybe your attorney could help me out finding that, but I believe that you referred to a kind of a design phase of some kind. So, I am being told it would be in answer to Hydro-Québec's information request, number 6.2, yes, that is it, and, for the purpose of the record, I quote, the response was:

First, OPG would like to clarify that it did not recommend a process. It is recommending a concept that, in order to

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

THÈMES 5 & 6
PANEL OPG
C-ex. Me Pierre R. Fortin

be implemented,

would require a design phase where details like this would be decided.

When should that take place, Sir, assuming that a decision will be issued by this Board on the specific Hydro-Québec's application in these proceedings, when would you situate that design phase, would it be before the Board renders a final decision on the merits of this particular application or would it be at a further stage following that decision?

A. Well, I am somewhat open but in my own mind it is a compliance filing, that is what this design phase would be. Again, the order would be put forth and there would be a compliance filing required saying we are going to put this in place, it will be opened to some review and that is the kind of thing that would go on.

367 Q. If there was a compliance filing, what would be the content of the compliance filing in your opinion, what should it be?

A. It would be a proposed auction procedure.

368 Q. That would have to be addressed through another set of proceedings here to make sure that the procedure is in conformity, is that it?

A. I am not sure that it requires hearings, I am just not sure what it would require.

369 Q. No, I am trying to figure out how you view it.

A. Yes. My view is, again, that it is a compliance

filing and at FERC, for example, these things are often paper hearings, that is TransÉnergie would come in with a proposal, there would be perhaps a technical conference, I do not if that is used here often.

370 Q. Yes, we do have that too.

A. But that is off, we have have good success with technical conferences, you get, you know, no transcript or anything, you just get people in the room that are technical and you try to work things through. You know, once the principle is set, that is to some extent the hard part. And we may be able to come back with an agreed upon approach that people are ready to try, if not, there will be some paper filed, additional paper.

I don't... I apologize for not being able to specify your procedure but I think compliance filing can be done with a series of paper filings and technical conferences and we could probably get it done. The principle is the hard part here, what you're referring to, the principle, I think.

Me PIERRE R. FORTIN:

Very well, Sir. Well, you answered my questions. I have no further question of this witness, Mr. Chairman, thank you.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Monsieur Tanguay?

INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :

Good afternoon, gentlemen. A couple of short questions.

371 Q. You stated a possible auction on the rebates, on rate reductions. Could you elaborate a little more on that, for example, how do you see that bidding going on, how many players do you need for the process to be legitimate, which in our case is... would probably be the first line of question?

A. Yes. I think you are going to need probably a handfull of players to see it be a robust market, I would like to have, you know, a robust set of competitors. I am not sure what you will geet on day one. I am hoping that the transparency of the process, the independance of the decision-making will actually attract people into the process, that they know that now if they submit a winning bid, they'll be accepted. And maybe, over time, it will attract more players.

I think that is what I am really trying to do, is to open up the process and to some extent it is like anything, you have to open your store before customers come and have to believe it is a good store

with good quality and honest transactions. And I don't mean to imply otherwise, right now, just remove the appearance of discrimination. But yes, I would like to see a lot of players, I think you're going to need a handfull eventually and I am hoping this will attract them, help to attact them.

372 Q. Is it done extensively in other areas, the bidding for that kind of rebate?

A. It is not.

373 Q. It is not done, now, so, it is pretty much like it is here now, it is to the transporter's liking, I should say.

A. Well, I have to answer no to that question and the reason is a broader, a broader issue. In the States, the decision-making body is independant by its nature. That means that it is not just functionally unbundled, right now what FERC is looking at is that the people making the decision about the discounts and all the other matters of transmission are, to FERC's liking, if the decisions are made under the guidance of what they call non-stakeholder board.

So, it is not the same as here in the sense that they push well beyond functional unbundling to get an independant board with this non-stakeholder board of directors.

So, they feel more comfortable about it. Why this is

a little different is that Hydro-Québec and TransÉnergie are not there, they are not there to independence, I am trying to take sort of a small step towards getting that independence with these recommendations.

374 Q. Would the same procedure or comments apply towards the bidding you recommend on the long-term firm contracts, in the sixty (60) days option contracts, I would suspect that is the same, more or less?

A. Yes, but a little different. This particular process would, I wouldn't find it... I think it is very much like New York's grandfathered contract proposal, its transmission contract, I think that is why I pointed out that it is akin to that, like that.

But again, the ISOs and RTOs are well down the road, they are doing other things, like even New York's grand, you know, the fact that it says "if we grandfathered your transmission contract because you had an energy sales, we're now going to make you open that up, put that in the auction". That auction itself is part of a broader congestion management scheme. So, I cannot tell you it's just like this.

375 Q. Yes...

A. But there are a lot of auctions in the States, you know, in California, there is a firm transmission right auction, in almost all the RTOs there will be a secondary market, even if someone is given a

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

THÈMES 5 & 6
PANEL OPG
Int. - M. François Tanguay

firm

transmission right on day one of opening, they may sell it into secondary market, others may pick it up, some of them are going to be encouraged to sell it through clauses like "use it or lose it", it just means if you are not using, that you've got to put it into the secondary market.

So, I hope I am answering your question. This specific one is unusual because of where we are in Quebec. But auctioning, broader or longer-term auctioning is pretty common now in the States and with the secondary market, it is becoming even more popular.

376 Q. Yes, that would also, I guess, face the reality that some of the firm contracts are for long term, many years and they would not come on the block, of course, as long as they are valid. And what you are saying is that whenever a contract would end, it would have to come up for bid, for an open bid, the space would have to come up for an open bid, and that's only once; so I deduct from what you are saying that the sixty (60) days would not apply after that?

A. No, it would.

377 Q. It would?

A. This is the way, if I am listening right to your question, this is a one-time thing for the long-term contracts into New England and other parts in the

States, and there is at least three of them, major contacts, that were in place prior this proceeding. When those energy contracts expire, then the associated transmission would put up for auction. Once someone wins those, whoever wins those, then the sixty (60) provision would prevail.

M. FRANÇOIS TANGUAY:

Would still apply, yes. Okay, thank you.

Dr. CRAIG R. ROACH:

A. Thank you.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne?

INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE :

Good afternoon, gentlemen.

Dr. CRAIG R. ROACH:

A. Good afternoon.

Mr. JOEL SINGER:

A. Good afternoon.

378 Q. To continue on the auctions, it is a fascinating idea, I think, but I am just trying to put it in the context of Quebec with regulation. The rest of this

hearing has been really, well, the law speaks about cost-base regulation but we have this discounting policy by Hydro-Québec; would you agree with me that one could envisage that if there was an auction there could be a profit on it or let's -- well, rather than a profit, let us say that the value of the rights could be higher than costs, quite easily, I guess?

Dr. CRAIG R. ROACH:

- A. You are right. Under an auction, the auction payments could result in there being revenue beyond the revenue requirement.

Mr. JOEL SINGER:

- A. Can I just add something? In the current discounting conception, as I understand it, because the costs of the entire network are borne by the domestic customers, any revenues produced, based on the short-term discounting above the forecast, would be revenues above costs or at least above the revenues anticipated in setting the revenue requirement. And the question is are you more likely to get more of those through an auction process or through discounting.

But in essence, from a regulatory perspective, you are talking about the same kind of money, just a different way of deriving it.

379 Q. Okay. I suppose, I have not really thought this through but if there was an auction for the discounts, could one envisage a negative discount, finally, that the rights might be so popular and the capacity so limited that in the end people are bidding for a positive discount but it turns out to be negative?

Dr. CRAIG R. ROACH:

A. Again, I think, in these auctions, there could be more money collected at the wholesale level and I think, Joel, that is a point you are getting to. You could collect more money than the revenue requirement...

380 Q. Yes.

A. ... the issue that then comes up is how that is treated at the retail level. Typically or often, when a company makes a quote unquote "profit" in the wholesale market, it is refunded through retail rates to retail customers.

381 Q. Okay, that was actually my next question, if there was a surplus, a profit, whatever, what would one do then, and is this your recommendation that it would effectively go to the consumers or would you say going to the shareholder or what?

A. I did not make a retail recommendation, I would be somewhat open, I think the... I do not at all mind an incentive to put, for the company to put assets out

to auction, some portion of it could be retained, I do not think that is a bad idea. I do think that on the retail side you will confront this issue as routinely as you would on any wholesale profit. And if that is your practice to pass it back, then that would be the practice you would maintain.

382 Q. I think we are establishing the practices in this case.

(14 h 10)

My only other question is rather a detailed one, but page 22 of your testimony, Dr. Roach, at the bottom of the page there, page 22, we are speaking about how to set the daily rates. And I guess it could apply to weekly rates as well. I am not sure -- well, anyway, it is on line 19: "should be based on the number of calendar days in the period and not business days". For example, lines 20-21, "daily equals weekly charge divided by 7".

As I am sure you are aware, Hydro-Québec is proposing to use five as the denominator for the weekly charge -- for the daily charge. Can you give me an idea of criteria that you would recommend or that are used elsewhere to decide whether you divide by five or by seven for the daily rate?

A. Yes. I cannot really give you scientific criteria to be honest with you. I do not know that it goes to science, it goes to policy. If I was to rank my

recommendations in this area, I would say most important is to use a consistent allocation methodology, so you do not appear to be biasing against short-term transmission contracts which I think are the ones competitors are most likely to get.

In that spirit, in that same spirit is where I end up saying use seven days instead of five. Let's remove any appearance that there is an attempt to biase it against competitors who use short term. In the back of my testimony, I try to present several examples. And in one of them, for example, when they do firm short run, they use five days. When they do non-firm, they use seven days. So, I put that in to show that I understand there is some flexibility.

Most of them have a limit that if you buy daily, you can exceed the weekly which, if you work through, might imply that seven days in the end is what is used. But my point is really -- you asked for a criteria. The only one I can offer is the policy criteria. Let's remove all semblance or all appearance of bias or discrimination.

383 Q. Thank you very much; that completes my questions.

A. Thank you, Sir.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

THÈMES 5 & 6
PANEL OPG
Int. M. Antohony Frayne

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci. Ça constitue la preuve d'OPG.

Me PIERRE TOURIGNY :

Effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je pense qu'on peut libérer les témoins. Il n'y a pas d'autres questions. Alors, we thank you, gentlemen and you are free to go now if you want to.

Me PIERRE TOURIGNY :

Thank you.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Alors, on était rendu à l'ACEF de Québec.
(14 h 15)

Nous allons prendre une pause de dix minutes.

Me PIERRE TOURIGNY :

Avant de quitter, Monsieur le Président, je voudrais remercier encore une fois l'ACEF de Québec. Malheureusement, ça a pris un peu plus de temps que j'avais estimé. Mais j'apprécie énormément qu'ils aient accepté de faire ça.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

C'est les gens de Québec.

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

THÈMES 5 & 6
PANEL OPG
Int. M. Antohony Frayne

Me PIERRE TOURIGNY :

Je suis bien placé pour le savoir.

LE PRÉSIDENT :

Dix minutes.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce vingt-quatrième
(24e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :

VITAL BARBEAU

RICHARD DAGENAI

LESQUELS témoignent sous le même serment que celui
prêté antérieurement.

M. VITAL BARBEAU :

Vital Barbeau et Richard Dagenais pour l'ACEF de
Québec. J'aimerais mentionner d'abord que nous
déposons... notre témoignage d'aujourd'hui est
écrit. Or, on pourrait donner le numéro pièce 5,
ACEF de Québec pièce 5 au document qui va être
distribué d'ailleurs.

Me F. JEAN MOREL :

Monsieur le Président, un instant, est-ce qu'il s'agit en fait d'extraits de la preuve déposée précédemment ou est-ce qu'il s'agit d'une nouvelle preuve dont on doit prendre connaissance dans les quelques prochaines minutes et vous contre-interrogez là-dessus?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Il y a des éléments d'ajouts pour expliquer notre preuve, mais c'est en lien avec ce qu'on avait déjà présenté.

Me F. JEAN MOREL :

Monsieur le Président, il ne s'agit pas d'acétates de présentation, là. Si vous avez remarqué, il s'agit de vingt-quatre (24) nouvelles pages de texte. Et monsieur Dagenais vient de dire lui-même qu'il y a des nouveaux éléments. Je ne pense pas que c'est une façon de procéder.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, est-ce que vous voulez réserver votre droit de contre-interroger après l'avoir analysé plus à fond?

Me F. JEAN MOREL :

Mais compte tenu de qu'est-ce qui se passe, oui.
Ce

que je préférerais, c'est qu'on ne permette pas, qu'on administre la preuve selon les règles applicables à tous. C'est ce que je demande à la Régie.

LE PRÉSIDENT :

Messieurs, pouvez-vous nous indiquer dans ce document-ci que vous nous remettez aujourd'hui quelle est la partie qui est nouvelle par rapport à votre texte initial et quelle est la partie qui est ancienne ou qui correspond à ce que vous avez déjà transmis à la Régie?

M. RICHARD DAGENNAIS :

Dans notre preuve, j'avais parlé finalement des, par exemple, je vais passer peut-être les différents points, là, des contributions requises pour les nouvelles immobilisations et j'avais parlé de certains cas problèmes. Or, ce que je fais ici, je présente un tableau pour bien figurer finalement qu'est-ce que ça pourrait être, qu'est-ce que ça pourrait impliquer. Je pense que c'est tout simplement une illustration de ce qu'on avait dit comme cas problèmes.

Pour ce qui est de la page 3, par exemple, allocation des coûts et conception des tarifs. Or, on reprend des choses qu'on avait données en intégrant des informations nouvelles qui ont été présentées suite à

la preuve d'Hydro-Québec, des choses du genre, là. En page 5, c'est à partir des éléments de la preuve d'Hydro-Québec. Alors, on refait finalement les tests de la FERC, par exemple. Puis on montre que dans un cas, par exemple, les exportations sont utilisées de façon complémentaire, les tests peuvent passer à ce moment-là sous les hypothèses qui sont présentées.

Concernant la partie en page 7, causalité des coûts et allocation des revenus requis. J'avais parlé dans notre preuve de la question de l'impact des économies d'échelle, par exemple. Et je montre un graphique qui illustre ce que ça implique et j'explique finalement autour de ça. En page 10, alors j'illustre à partir d'un tableau finalement ce que ça peut impliquer les coûts moyens finalement qui sont décroissants sur le réseau pour la tarification et en comparer avec d'autres méthodologies d'allocation de coûts. Et, ça, ça réfère finalement au tableau dans l'annexe à ce moment-là pour les coûts moyens qui sont décroissants.

Pour ce qui est du reste, normalement, ça reprend notre preuve en explicitant, en enrichissant. Et je formule en page 15, par exemple, des observations finales. Pour ce qui est de la dernière partie, qui est en page 21, c'est finalement la reprise des positions de l'ACEF finalement, une synthèse des

positions sur les thèmes 5 et 6.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que, Hydro-Québec, vous avez des commentaires à rajouter sur les précisions qui viennent de nous être apportées?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, il s'agit effectivement de nouvelles preuves à bien des égards, qui a des centaines de chiffres, des tableaux, des courbes, des lignes. Comme vous pouvez voir, là, moi, je n'ai pas les gens ici qui peuvent à court terme me conseiller, les lire, les comprendre, les expliquer. Il y a une partie aussi qui est évidemment de l'argumentation. Il y a de la nouvelle preuve, il y a de la preuve enrichie selon les termes mêmes de monsieur Dagenais. Je prétends encore, là, que la procédure adoptée par la Régie pour les fins d'administration de la preuve dans la cause ne permet pas de tel dépôt à ce stade-ci des procédures et je demande qu'on n'accepte pas ce document en preuve.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Je voudrais juste rajouter qu'Hydro-Québec a aussi présenté des éléments de preuve nouveaux. Lorsque monsieur Chéhadé a présenté ses trois tests de la FERC, il n'en avait pas parlé que je sache antérieurement, et on a accepté finalement ce genre

d'information-là. Alors, je trouve qu'il ne faut pas avoir deux poids deux mesures non plus.

LE PRÉSIDENT :

Merci. On va suspendre cinq minutes.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

(14 h 45)

LE PRÉSIDENT :

Alors, après délibération, la Régie veut formuler les commentaires suivants. Ce que vous amenez aujourd'hui en preuve est de nature à surprendre les parties. L'information, la façon de faire à la Régie, et c'est comme ça dans bien des organismes, c'est d'essayer de produire à l'avance toute la matière possible. C'est sûr que, comme vous l'avez vous-même mentionné, il y a des nouvelles choses qui sont introduites en preuve et, vous aussi, vous avez le droit d'introduire des nouvelles choses en preuve. Cependant, il faut éviter de prendre les autres par surprise.

Et la proposition que nous vous suggérons, c'est, ou bien vous témoignez aujourd'hui sur la base du

premier mémoire que vous nous avez envoyé, ou bien vous voulez témoigner sur la base de ce mémoire-ci puis il faudrait qu'on remette ça au... on vous suggère la date du premier (1er) juin qui serait vendredi prochain et qui donnerait le temps aux autres parties, aux autres intervenants d'en prendre connaissance, de voir s'ils ont des questions à poser là-dessus pour éviter la surprise du témoignage et de nouvelle preuve.

M. VITAL BARBEAU :

Ça nous conviendrait parfaitement de revenir pour le contre-interrogatoire. On avait pensé même à jeudi, mais si ça convient mieux vendredi, on pourrait être disponibles vendredi aussi et on ferait notre présen-tation aujourd'hui.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Bien, jeudi est pris, mais il est toujours possible de négocier comme vous l'avez fait avec maître Tourigny tout à l'heure. L'idée, c'est qu'il y a quand même une vingtaine de pages de texte, il y a beaucoup d'éléments nouveaux. Ce n'est pas juste deux, trois tableaux en plus. Donc, sans vouloir vous empêcher à vos droits, il faut donner au monde le temps de lire, y compris la Régie, je vous avoue que, moi aussi, j'ai été surpris, là.

M. RICHARD DAGENAI :

Bien, je voudrais juste vous indiquer qu'il y a quand même plusieurs arguments qu'on reprend. Sauf qu'il y a des éléments évidemment qu'on rajoute pour appuyer notre argumentaire dans notre preuve écrite soumise au mois de février. Et, effectivement, il y a une partie qui est plus nouvelle, c'est la question des tableaux à la fin en annexe et qui nous permet de donner une mesure finalement des coûts moyens qui sont décroissants pour effectivement donner, essayer de voir c'est quoi l'impact des économies d'échelle dont j'ai parlé dans ma preuve en termes concrets.

Je voulais juste vérifier, est-ce qu'on aurait proposé, c'est de présenter aujourd'hui et de revenir pour le contre-interrogatoire, est-ce que c'est possible ou bien?

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Non, je m'excuse, mais notre vision, c'est que vous le déposez aujourd'hui pour que le monde l'ait en leur possession pendant la semaine pour le voir.

M. RICHARD DAGENAI :

O.K.

LE PRÉSIDENT :

C'est parce que s'il y a des objections de fond à

l'encontre de ce document-là, comme les gens n'en ont pas pris connaissance, ça leur permettra le temps d'en prendre connaissance et, éventuellement, de faire des objections s'il y a lieu. Mais le point principal actuellement, c'est que tout le monde est surpris de l'ampleur de votre preuve que vous nous soumettez aujourd'hui.

Et ce n'est pas un reproche, mais c'est juste que vous déjouez un peu les pratiques que vous connaissez d'ailleurs depuis le temps que vous êtes devant la Régie, à l'effet de donner une chance aux gens, parce que c'est des matières très complexes. On veut essayer d'avoir le plus de matières possibles à l'avance pour en prendre connaissance et se préparer. Alors, c'est notre décision. On vous a dit ce qu'on pensait. Si vous voulez communiquer avec la secrétaire de la Régie ou avec d'autres parties pour négocier entre le jeudi et le vendredi, mais il faudrait que ce soit vers la fin de la semaine prochaine pour donner le temps d'en prendre connaissance et de se préparer.

M. VITAL BARBEAU :

On avait probablement surestimé, après tout ce temps, il y a tellement de chiffres et de tableaux qui ont voltigé ici dans la salle depuis le début de l'audience, on avait sans doute surestimé un peu la

capacité d'absorption. Je pense, dans ce cas-là, si la présentation du document, si c'est seulement un dépôt aujourd'hui et qu'on ferait la présentation sur la fin de la semaine prochaine, attendu qu'il y a déjà deux présentations de preuve de prévisions par un autre intervenant, peut-être il vaudrait mieux effectivement prévoir pour vendredi à ce moment-là.

LE PRÉSIDENT :

À tout le moins, je ne sais pas dans quelle mesure, vous pouvez communiquer peut-être avec le procureur de PG&E pour savoir combien de temps eux autres ils estiment prendre, ça pourrait vous donner une idée, puis de communiquer avec le RNCREQ aussi, je pense, qui est jeudi.

M. VITAL BARBEAU :

ARC-FACEF.

LE PRÉSIDENT :

ARC-FACEF. Avec les deux, voir lequel qui est le mieux, puis nous en informer. O.K. Alors nous allons ajourner à demain matin. Ça va être le tour de NB Power et la Coalition industrielle. Peut-être qu'on va être mieux de commencer à huit heures trente (8 h 30).

AJOURNEMENT

R-3401-98
24 mai 2001
Volume 25

THÈMES 5 et 6
ACEF DE QUÉBEC

Je, soussigné, MICHEL DAIGNEAULT,
sténographe officiel bilingue dûment autorisé à
pratiquer la sténographie officielle, certifie
sous mon serment d'office que les pages ci-dessus
sont et contiennent la transcription exacte et
fidèle de la preuve en cette cause, le tout
conformément à la Loi;

Et j'ai signé :

-
-
-

MICHEL DAIGNEAULT

Sténographe officiel bilingue