

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE D'APPROBATION DU  
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

DOSSIER : R-3986-2016

RÉGISSEURS : M. LAURENT PILOTTO, président  
Me LOUISE ROZON,  
Me SIMON TURMEL

DU 26 MAI 2017

VOLUME 4

JEAN LAROSE et CLAUDE MORIN  
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me PIERRE FORTIN  
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me ÉRIC FRASER  
Me SIMON TURMEL  
procureurs de Hydro-Québec Distribution (HQD);

INTERVENANTS :

Me DENIS FALARDEAU  
procureur de l'Association coopérative d'économie  
familiale (section Québec) (ACEFQ);

Me ANDRÉ TURMEL  
Me JEAN-PHILIPPE THERRIAULT  
procureurs de la Fédération canadienne de  
l'entreprise indépendante (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET  
procureure de Groupe de recherche appliquée en  
macroécologie (GRAME);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
procureur de La Première Nation de  
Whapmagoostui (PNW);

Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD  
procureure de Regroupement national des conseils  
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me FRANKLIN S. GERTLER  
procureur de Regroupement des organismes  
environnementaux en énergie (ROÉE);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
procureur de Stratégies énergétiques et Association  
québécoise de lutte contre la pollution  
atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Me HÉLÈNE SICARD  
procureure de l'Union des consommateurs (UC).

---

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DU RNCREQ (suite)	8
PHILIPPE BOURKE	8
PHILIP RAPHALS	8
INTERROGÉS PAR Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD	8
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	46
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	55
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	66
PREUVE ACEFQ	71
PAUL PAQUIN	72
INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU	72
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	80
PREUVE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (FCEI)	81
MARCEL PAUL RAYMOND	81
ANTOINE GOSSELIN	81
INTERROGÉS PAR Me JEAN-PHILIPPE THERRIAULT	82
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	129
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	135

PREUVE DE L'UNION DES CONSOMMATEURS	154
VIVIANE De TILLY	155
INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD	155
INTERROGÉE PAR LA FORMATION	167
PREUVE PNW - PANEL	172
GUY MORIN	172
MATTHEW MUKASH	173
JEAN SCHIETTEKATTE	173
INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	173
INTERROGÉS PAR Me PIERRE FORTIN	229
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	232

---

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
C-FCEI-0014 : Affirmation solennelle de M. Marcel Paul Raymond	82
C-FCEI-0015 : Affirmation solennelle de M. Antoine Gosselin	82
C-FCEI-0016 : Présentation PowerPoint des témoins de la FCEI	82
C-UC-0012 : Présentation de l'Union des consommateurs	156

---

1 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-sixième  
2 (26e) jour du mois de mai :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-six (26)  
8 mai deux mille dix-sept (2017), dossier R-3986-  
9 2016. Demande d'approbation du plan  
10 d'approvisionnement 2017-2026. Poursuite de  
11 l'audience.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Oui, Maître Gertler.

14 Me FRANKLIN S. GERTLER :

15 Oui, bonjour, Monsieur le Président, Franklin  
16 Gertler pour le ROEÉ. Juste une petite question  
17 d'intendance par rapport au calendrier. C'est  
18 simplement pour vous signaler que monsieur Finet,  
19 qui est le témoin du ROEÉ, a des obligations  
20 professionnelles qui font en sorte qu'il ne  
21 pourrait pas être présent dans l'après-midi du  
22 trente et un (31) ni le premier (1er). Alors, c'est  
23 seulement pour vous indiquer qu'avec le retard qui  
24 commence à s'accumuler, on demanderait à la Régie  
25 que notre preuve soit vraiment telle que prévue au

1           calendrier révisé. Et j'imagine, le cas échéant, on  
2           pourrait... là je n'ai pas eu la chance de parler  
3           avec maître Paquet pour le GRAME, mais le cas  
4           échéant, on pourrait peut-être au besoin  
5           interchanger de place avec le GRAME.

6           LE PRÉSIDENT :

7           Je vous suggérerais même d'enlever « le cas  
8           échéant ».

9           Me FRANKLIN S. GERTLER :

10          O.K. Le faire tout de suite. O.K. En tout cas, je  
11          voulais juste... le premier (1er), c'est  
12          vraiment...

13          LE PRÉSIDENT :

14          Oui.

15          Me FRANKLIN S. GERTLER :

16          ... il n'est même pas en ville puis l'après-midi du  
17          trente et un (31), il a d'autres obligations, alors  
18          c'est pour ça.

19          LE PRÉSIDENT :

20          Alors, convenez-en avec maître Paquet, mais prenons  
21          pour acquis que le ROEÉ présentera sa preuve en  
22          premier le mercredi trente et un (31) mai.

23          Me FRANKLIN S. GERTLER :

24          Merci beaucoup, Monsieur le Président.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Je vous en prie. Y a-t-il d'autres inquiétudes à  
3 gérer?

4

5 PREUVE DU RNCREQ (suite)

6

7 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-sixième  
8 (26e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :

9

10 PHILIPPE BOURKE

11 PHILIP RAPHALS

12

13 LESQUELS, sous la même affirmation solennelle,  
14 déposent et disent :

15

16 INTERROGÉS PAR Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

17 Alors, bonjour, Monsieur le Président, Madame,  
18 Monsieur les Régisseurs, Prunelle Thibault-Bédard  
19 pour le RNCREQ. On va donc poursuivre avec la  
20 présentation de la preuve. Les témoins sont  
21 toujours sous serment. On a un nouvel élément de  
22 preuve, la présentation PowerPoint de monsieur  
23 Raphals. On en a déposé une version révisée hier  
24 soir. Donc, je vais simplement procéder à  
25 l'adoption de cet élément de preuve là.

1 Q. **[1]** Alors, Monsieur Raphals, avez-vous préparé la  
2 présentation PowerPoint intitulée « Les achats de  
3 court terme » datée du vingt-six (26) mai deux  
4 mille dix-sept (2017) et déposée sous la cote C-  
5 RNCREQ-0038?

6 M. PHILIP RAPHALS :

7 R. Oui.

8 Q. **[2]** Et est-ce que vous l'adoptez pour valoir à  
9 titre de témoignage écrit dans le présent dossier?

10 R. Oui, je l'adopte.

11 Q. **[3]** D'accord. Alors, on est prêt à continuer.

12 R. Alors, bonjour, Monsieur le Président, Madame,  
13 Monsieur les Régisseurs. C'est un plaisir d'être  
14 avec vous ce matin, finalement. Alors, comme vous  
15 le savez, ma preuve traite d'un thème très  
16 particulier qui est l'approvisionnement  
17 d'électricité par le biais des achats de court  
18 terme. Alors, c'est quand même assez pointu comme  
19 sujet et je vais essayer de passer assez rapidement  
20 dans les détails importants, mais en prenant le  
21 temps nécessaire pour être sûr d'être compris.

22 Alors, ma présentation touche à cinq  
23 parties. D'abord, un petit résumé du contexte  
24 réglementaire. Ensuite, d'établir les questions des  
25 relations entre les achats de court terme et

1 l'entente cadre, notamment des questions de  
2 dépassement et d'électricité patrimoniale  
3 inutilisée que dorénavant je vais appeler l'ÉPI  
4 pour ne pas devoir prononcer ces longs mots tant de  
5 fois.

6 Ensuite, je vous présente une proposition  
7 du nouvel indicateur à ce sujet. Et finalement je  
8 rentre dans une question peut-être plus épineuse,  
9 le traitement approprié des achats de court terme  
10 auprès d'HQP dans le contexte où il n'y a pas  
11 d'autres concurrents.

12 Alors, le contexte réglementaire, d'abord,  
13 le contexte récent. Dans la décision de la dernière  
14 tarifaire, D-2017-22, la Régie a accepté une  
15 modification de l'indicateur qui existe depuis  
16 plusieurs années, l'indicateur du prix de marché.  
17 Le Distributeur a proposé une modification qui, en  
18 fait, a fait en sorte que ce prix est basé non  
19 seulement sur le prix de New York, mais à certaines  
20 conditions ou certaines situations aussi sur le  
21 prix de l'Angleterre et la Régie l'a accepté, mais  
22 soulignant qu'il y a peut-être des modifications  
23 ultérieures à faire. Il a recommandé justement au  
24 dossier du plan d'approvisionnement pour le  
25 regarder.

1           En fait, je dois vous dire, ma proposition  
2 complémente cet indicateur. Ce n'est pas une  
3 modification de l'indicateur, mais effectivement un  
4 complément, comme je vais l'exprimer, l'expliquer  
5 tantôt.

6           Ensuite, plus récemment, et même depuis la  
7 présentation de mon rapport, a sorti la décision D-  
8 2017-043 dans le dossier du mécanisme de  
9 réglementation incitative du Distributeur qui a  
10 fait référence explicitement à un indicateur du  
11 type que je vous présente. Un indicateur de  
12 performance rattaché à la gestion optimale de  
13 l'approvisionnement en électricité patrimoniale qui  
14 devra établir un lien quantitatif entre les achats  
15 de court terme en énergie et puissance et  
16 l'électricité patrimoniale inutilisée.

17           Effectivement, pour ce banc-là, c'était un  
18 indicateur à développer dans les prochaines années.  
19 Mais, curieusement, je l'avais déjà présenté dans  
20 ce dossier, un indicateur qui ressemble plus ou  
21 moins à cela. Donc, je pense qu'il y a une certaine  
22 convergence d'intérêt ici.

23           (9 h 10)

24           Alors l'historique. Je dois vous dire, cet  
25 acétate est une modification de ce que vous avez.

1 J'avais réalisé une petite erreur que j'ai corrigée  
2 ce matin. Donc, les trois moyens ne venaient pas de  
3 la décision D-2004-245, mais effectivement d'une  
4 décision antérieure, D-2002-169. Dans cette  
5 décision qui est la première qui a traité la  
6 question des achats de court terme, on a mentionné  
7 trois moyens : les appels d'offres de court terme,  
8 l'entente cadre avec HQP, qui n'était pas encore  
9 rédigée, et une procédure d'urgence pour acquérir  
10 la production nécessaire sur les marchés. Comme  
11 nous allons voir...

12 LE PRÉSIDENT :

13 Q. **[4]** Excusez-moi, Monsieur Raphals! C'est juste,  
14 avant de rentrer, j'ai pris sur l'imprimante la  
15 copie de votre présentation.

16 R. Oui.

17 Q. **[5]** Est-ce que vous avez fait d'autres corrections  
18 à part celle-là?

19 R. Non, c'est la seule qui n'est pas dans la copie  
20 d'hier soir.

21 Q. **[6]** Poursuivez!

22 R. Je m'excuse pour ça. Alors, en deux mille quatre  
23 (2004), D-2004-245, il y a eu une décision qui  
24 donnait une dispense provisoire.

25 DISCUSSION HORS DOSSIER

1 M. PHILIP RAPHALS :

2 R. Mais c'est important qu'il y a la date du vingt-six  
3 (26) mai. Si sur la première page, c'est la date du  
4 vingt-six (26) mai, vous êtes correct. Sauf sur  
5 celle-là, il y a un changement ultérieur, mais à  
6 part ça c'est exactement ça que je vous présente.

7 Alors, à l'époque, il y avait une procédure  
8 d'appel d'offres de court terme. Et le Distributeur  
9 est venu pour dire que, pour le très court terme,  
10 ça ne marche pas vraiment de faire des appels  
11 d'offres et a demandé donc une dispense de  
12 l'obligation de faire des appels d'offres, qui a  
13 été accordée sur une base provisoire en deux mille  
14 quatre (2004) et sur une base permanente en deux  
15 mille sept (2007).

16 L'audience en deux mille sept (2007) qui a  
17 donné lieu à cette décision était basée sur le  
18 rapport d'évaluation de la période de dispense  
19 provisoire qui incluait notamment le point qui est  
20 cité ici :

21 La Régie note que le Distributeur a  
22 mis en place un processus consistant à  
23 communiquer avec au moins deux  
24 contreparties et que sa pratique  
25 courante est d'appeler trois, quatre

1                                   ou même cinq fournisseurs pour obtenir  
2                                   un prix.

3       Alors, ma compréhension de cette décision, vous  
4       allez peut-être pas la partager, mais ma  
5       compréhension est que la Régie a accordé cette  
6       dispense permanente sans terme avec la  
7       compréhension que, pour l'ensemble des achats de  
8       court terme, il y avait toujours deux, trois,  
9       quatre ou cinq concurrents qui proposaient, qui  
10      allaient proposer des prix.

11                                Et pour sauter un peu plus loin, ce qu'on a  
12      appris maintenant, avec l'étude notamment de la...  
13      du suivi détaillé par contrepartie, et confirmé en  
14      audience et dans les DDR, c'est que c'est le cas  
15      souvent, mais il y a beaucoup de cas où ce n'est  
16      pas le cas. Et c'est ces cas-là que je trouve  
17      méritent un examen additionnel de par la Régie,  
18      parce que c'est un nouveau contexte qui n'était pas  
19      prévu au moment de l'accord de la dispense.

20                                Alors, il y a eu d'autres changements  
21      importants du contexte depuis deux mille sept  
22      (2007). Le graphique à gauche vient justement du  
23      rapport deux mille sept (2007) et qui démontre la  
24      distribution des achats de court terme auprès de...  
25      il y a peut-être une douzaine de fournisseurs.

1 Enfin NB Power était le plus important avec vingt-  
2 neuf pour cent (29 %); ensuite TransCanada Energy  
3 avec dix-huit pour cent (18 %); et en troisième  
4 place, HQ Production avec douze pour cent (12 %).

5 En deux mille quatorze (2014), la situation  
6 est très différente. On constate que cinquante-sept  
7 pour cent (57 %) des achats ont été faits auprès  
8 d'HQP. Et comme nous avons vu, selon notre  
9 décomptage, quatre-vingts pour cent (80 %) de ces  
10 achats était sans la participation d'autres  
11 contreparties en termes de soumissions. Encore une  
12 fois, pour signaler qu'il y a eu des changements  
13 importants depuis deux mille sept (2007) et que ça  
14 mérite donc une réévaluation de la situation.

15 Maintenant, c'est quoi la relation entre  
16 les achats de court terme et l'entente cadre? On  
17 sait bien, c'est très bien exprimé aux audiences  
18 qu'HQD doit gérer les bâtonnets dans un contexte de  
19 très grande incertitude, pour la simple raison que  
20 l'attribution finale de quel bâtonnet tombe à  
21 quelle heure n'est fait qu'à la fin de l'année ou  
22 après la fin de l'année. Donc, en temps réel, ils  
23 ont le moyen, ils ont une équipe de quatre  
24 personnes, je crois, c'est ce qu'on a appris dans  
25 les séances, qui travaillent très fort et très

1 sérieusement pour essayer à chaque moment de  
2 savoir, d'estimer quel bâtonnet va probablement  
3 tomber à quelle heure et de faire des achats de  
4 court terme en conséquence pour éviter les  
5 dépassements. Mais étant donné toutes ces  
6 incertitudes, ou enfin cette très grande  
7 incertitude, qu'on ne sait pas, en temps réel, on  
8 ne sait vraiment pas quel bâtonnet va arriver à  
9 quelle heure, la décision d'acheter X mégawatts  
10 pour une heure donnée est une décision... Bien, il  
11 faut prendre une décision, il faut agir, mais cette  
12 décision est colorée par l'incertitude du contexte  
13 qu'il amène.

14 (9 h 15)

15 Et on n'a pas encore vu une présentation  
16 détaillée de comment cette décision est prise, si  
17 pour dix heures (10 h 00) le matin, le vingt-six  
18 (26) mai, on va acheter zéro (0) ou cent mégawatts  
19 (100 MW), ou cinq cents mégawatts (500 MW).  
20 Honnêtement, je ne sais pas comment ils procèdent à  
21 cette décision.

22 Mais ce qui est clair, c'est qu'il y a une  
23 marge de jugement. Et que si on tend vers le bas,  
24 on risque ultimement d'avoir plus de dépassements.  
25 Et si on tend vers le haut, on risque d'avoir

1 éventuellement moins de dépassements, mais plus  
2 d'ÉPI. Plus d'électricité patrimoniale inutilisée.  
3 Et c'est inévitable, étant donné cette structure-là  
4 de décision sous incertitude, et les faits, les  
5 résultats réels le démontrent assez éloquemment, je  
6 crois.

7           Alors ici, ce graphique vous montre la  
8 quantité de dépassements et d'ÉPI pour chaque année  
9 depuis deux mille dix (2010). Et en deux mille dix  
10 (2010), il y avait très peu d'ÉPI et pas mal de  
11 dépassements, et bon, les deux courbes procèdent de  
12 façon assez symétriquement contraire l'une à  
13 l'autre. Et avec la situation actuelle où il n'y a  
14 pas presque pas de dépassements, mais le volume  
15 d'ÉPI devient très important. Et, avec les coûts  
16 qu'on va voir.

17           Alors, comme j'ai dit, on ne sait pas  
18 encore - j'espère qu'on va le savoir après la  
19 séance technique qui aura lieu en automne -  
20 exactement de quelle façon, et avec quels appuis  
21 informatiques, quelles analyses, sur quelles  
22 analyses le Distributeur se fie pour l'aider dans  
23 ses décisions, que j'imagine dépendent beaucoup du  
24 jugement des personnes en place.

25           Et c'est évident - je vais le dire,

1 j'espère, plusieurs fois - que dans un tel  
2 contexte, c'est impossible d'avoir un résultat  
3 parfait. On travaille dans une très grande  
4 incertitude et, inévitablement, le résultat sera  
5 non optimal comparé à ce qui aurait été si on  
6 savait déjà exactement quel serait le résultat.

7 Mais est-ce que ça veut dire que tous les  
8 résultats sont bons? Je ne crois pas. Il me semble  
9 important, comme dans toute entreprise, de regarder  
10 les résultats de l'année dernière et de se dire,  
11 bon, est-ce qu'on a bien fait? Est-ce qu'on aurait  
12 pu faire mieux? Est-ce que nos choix, finalement,  
13 ont été les bons choix, ou est-ce que peut-être  
14 cette année on aurait été mieux de faire autrement?  
15 Et si c'est le cas, est-ce qu'on devrait peut-être  
16 regarder nos outils pour nous guider dans le futur  
17 de faire nos choix différemment.

18 Je présume que dans tous ces outils d'appui  
19 à la décision, il y a certaines calibrations. C'est  
20 quel pourcentage de - et j'invente ça, ce n'est pas  
21 dans la preuve - mais jusqu'à quel point est-ce  
22 qu'on tolère la possibilité d'un dépassement? Et si  
23 on tolère très peu, il n'y aura pas de  
24 dépassements, mais on risque d'avoir beaucoup  
25 d'ÉPI. Et si on tolère beaucoup... Donc il y a une

1 question de calibration que, il me semble, devrait  
2 être informée par une étude des résultats  
3 antérieurs.

4 Et, honnêtement, j'ai été surpris  
5 d'apprendre que, apparemment, le Distributeur ne  
6 fait aucun exercice de ce type, ex post, pour  
7 regarder ses résultats antérieurs. Étant donné les  
8 quantités d'argent qui sont en jeu, je trouve ce  
9 fait surprenant.

10 Donc, la question demeure, est-ce que  
11 l'approche suivie, est-ce qu'elle est constante  
12 depuis cinq ans, ou est-ce qu'elle se modifie  
13 chaque année? Est-ce qu'elle est optimale? Et pour  
14 savoir, je pense qu'il faut mesurer. Et pour  
15 mesurer, ça prend un indicateur.

16 Donc, le but de cet exercice, tant pour le  
17 Distributeur que pour la Régie et les intervenants,  
18 est d'avoir une façon précise et concrète de dire,  
19 de quantifier les résultats de cet exercice  
20 d'approvisionnement à court terme sous  
21 l'incertitude de l'année antérieure.

22 Et j'ai écouté attentivement les réponses  
23 du Distributeur, j'ai l'impression, je n'ai pas...  
24 Je n'ai pas l'impression que la notion du prix  
25 d'achat à une heure donnée rentre dans la décision

1 sur combien acheter. Ça se peut qu'on apprendra  
2 plus tard que ce n'est pas le cas, mais il n'y a  
3 rien dans la preuve aujourd'hui qui nous indique  
4 que cette décision de combien de mégawatts acheter  
5 dans les prochaines heures ou dans les prochains  
6 jours est colorée par le prix d'un tel achat.

7 (9 h 20)

8 Et c'est sûr qu'il ne peut pas, on ne peut  
9 pas avoir un critère absolu, on n'achète pas si  
10 c'est plus de X dollars, c'est sûr; quand il faut  
11 acheter, il faut acheter. Mais de ne pas tenir  
12 compte du prix dans une décision qui est un  
13 jugement sous incertitude, il me semble, encore une  
14 fois, pas optimal, justement parce que acheter  
15 trop, justement pour être certain de ne pas avoir  
16 de dépassements quand le prix est très faible, a  
17 peu de conséquences financières, acheter trop au  
18 moment de très forts prix a des conséquences plus  
19 grandes.

20 Et donc il me semble que, d'une façon ou  
21 l'autre, il serait important de trouver une façon  
22 d'intégrer la notion du coût dans cette prise de  
23 décision. Encore une fois, prix en temps réel sous  
24 grandes incertitudes des bâtonnets éventuels.

25 Alors comment construire un tel indicateur,

1 comment savoir, de façon objective, les  
2 conséquences des décisions prises, heure par heure,  
3 jour par jour, dans l'année antérieure. On sait  
4 bien que l'électricité patrimoniale ne se transfert  
5 pas d'une heure à l'autre, alors le bâtonnet qui  
6 est sur une heure, s'il y a une partie d'utilisée,  
7 on ne peut pas l'utiliser ailleurs. Ça veut dire  
8 que, regardant le record historique d'une année  
9 antérieure, une fois les bâtonnets affectés pour  
10 chaque heure, on peut savoir s'il y a eu  
11 dépassements, et combien, mais aussi pour chaque  
12 heure s'il y a eu de l'électricité patrimoniale  
13 inutilisée, et de combien.

14 Aussi, encore une fois, j'ai été étonné  
15 d'apprendre que, si j'ai bien compris les réponses  
16 du Distributeur, qu'il ne tient pas un registre, il  
17 n'a pas un registre qui dit, pour chaque heure de  
18 l'année, combien de mégawatts ils ont achetés sur  
19 les marchés de court terme, ni combien ils ont  
20 dépensé pour ces achats. Mais si on avait cette  
21 information, qui ne serait pas difficile à compiler  
22 en temps réel, on peut aussi donc savoir le coût  
23 réel de cette électricité patrimoniale inutilisée  
24 lorsqu'il est causé par un achat de court terme.  
25 Alors vous allez voir plus en détail comment ces

1 concepts interagissent.

2 D'abord, juste une illustration sur une  
3 heure simplifiée pour comprendre l'approche. Disons  
4 que pour l'heure X, on avait prévu une demande de  
5 trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) et nos  
6 estimations nous ont fait savoir qu'il y aura, pour  
7 cette heure, un bâtonnet de trente et un mille huit  
8 cents mégawatts (31 800 MW), donc il manquait, si  
9 mon estimation des bâtonnets est juste, il va me  
10 manquer deux cents mégawatts (200 MW), et j'appelle  
11 mes contreparties et j'achète deux cents mégawatts  
12 (200 MW) à soixante-cinq dollars le mégawattheure  
13 (65 \$/MWh).

14 Alors après la fin d'année, j'apprends que,  
15 pour cette heure-là, la demande était exactement  
16 comme prévue mais, finalement, le bâtonnet affecté  
17 n'était pas, était cent mégawatts (100 MW) plus  
18 grand que le bâtonnet que j'avais estimé, une  
19 affaire tout à fait possible, n'est-ce pas,  
20 l'estimation est faite plusieurs mois en avance.  
21 Alors j'avais quand même acheté deux cents  
22 mégawatts (200 MW), donc avec le bâtonnet affecté à  
23 cette heure-là de trente et un mille neuf cents  
24 (31 900 MW), plus les deux cents (200 MW) que j'ai  
25 achetés, finalement, je dois, j'ai consommé les

1 deux cents (200 MW), donc de ce bâtonnet, il y a  
2 cent mégawatts (100 MW) que je n'ai pas utilisés.  
3 Donc il y avait cent mégawatts (100 MW)  
4 d'électricité patrimoniale inutilisés dans cette  
5 heure-là.

6 Autrement dit, les deux cents mégawatts  
7 (200 MW) que j'ai achetés, les premiers  
8 mégawatts... excusez-moi, les premiers cent  
9 mégawatts (100 MW) ont effectivement eu l'effet  
10 voulu, ils m'ont évité un dépassement, mais le  
11 deuxième cent mégawatts (100 MW), dans la réalité,  
12 a involontairement contribué à l'ÉPI. Donc j'ai  
13 acheté deux cents (200 MW), cent mégawatts (100 MW)  
14 de ce que j'ai acheté, finalement, m'a forcé de ne  
15 pas utiliser l'ensemble du bâtonnet qui m'a été  
16 affecté.

17 Alors ce cent mégawatts (100 MW) que j'ai  
18 acheté additionnel m'a coûté six mille cinq cents  
19 dollars (6 500 \$). Les cent mégawatts (100 MW) de  
20 patrimonial que je n'ai pas utilisés, j'aurais dû  
21 les payer aussi environ vingt-huit, vingt-neuf  
22 dollars le mégawattheure (28 - 29 \$/MWh), donc j'ai  
23 quand même épargné cette dépense, le résultat est  
24 donc que j'ai malheureusement perdu la différence  
25 entre les deux : si je n'avais pas acheté ce

1 deuxième cent mégawatts (100 MW), mes coûts  
2 auraient été trois mille six cent dix dollars  
3 (3 610 \$) moins élevés que le fait de l'avoir  
4 acheté.

5 Alors j'espère que c'est clair parce que  
6 c'est cette approche-là que, maintenant, on va  
7 appliquer sur toute l'année dans les acétates qui  
8 viennent.

9 (9 h 27)

10 Donc pour être plus précis, pour chaque  
11 heure de l'année, on va d'abord identifier la  
12 quantité de dépassements, ou d'ÉPI; deuxièmement,  
13 identifier le nombre de mégawattheures achetés à  
14 court terme pendant cette heure-là. Trois,  
15 déterminer de ces achats court terme combien en  
16 réalité contribuent à l'ÉPI; quatre, calculer le  
17 coût moyen des achats pendant cette heure-là, des  
18 achats court terme pendant l'heure; cinq, calculer  
19 le coût encouru en achats court terme qui ont  
20 contribué à l'ÉPI; et six, en enlevant le coût  
21 évité en patrimonial, calculer la perte réelle qui  
22 en découle. Si on fait la somme de tous ces  
23 montants pour les huit mille sept cent soixante  
24 (8760) heures, on a un indicateur des pertes  
25 encourues en raison des achats court terme non

1 nécessaires. Étape 1.

2 Et peut-être que j'aurais dû arrêter là et  
3 vous présenter juste une idée, mais je pensais que  
4 c'était utile de faire l'exercice et aussi  
5 d'apprendre un peu l'historique des dernières  
6 années, parce qu'on va voir, cet exercice montre  
7 des éléments assez intéressants de l'année, mais  
8 aussi de démontrer que c'est vraiment faisable  
9 d'utiliser un indicateur comme ça.

10 Donc, je vais passer ça rapidement, tout  
11 est dans mon rapport. Pour identifier la quantité  
12 d'ÉPI par heure, c'est très facile. Le relevé  
13 d'entente cadre nous donne déjà le volume mobilisé  
14 par le Distributeur au titre de patrimonial et le  
15 bâtonnet. Il y a aussi le calcul A moins B qui est  
16 les dépassements. Mais B moins A, lorsque positif,  
17 c'est en fait l'ÉPI. Donc, pour chaque heure où le  
18 bâtonnet est plus grand que l'électricité mobilisée  
19 à titre patrimonial, il y a une ÉPI qui est donc  
20 précise et calculable facilement pour l'heure.

21 Ensuite, étape 2, le nombre de mégawatts,  
22 mégawatts achetés pendant l'heure. Ça serait très  
23 simple si le registre que j'ai mentionné tantôt  
24 existait. Étant donné qu'il n'existe pas, c'était  
25 assez compliqué de déduire cette information des

1 documents rendus publics. On a que le suivi  
2 détaillé. Et ça a été mentionné hier que ce suivi  
3 est imprécis, parce que les achats profilés sont  
4 identifiés, je crois, comme étant achats en pointe.  
5 Il n'y a aucune mention des achats profilés dans ce  
6 document. Qui fait en sorte que mes illustrations  
7 sont en fait à titre indicatif, elles ne sont pas  
8 précises parce qu'il n'y avait pas d'autres choix,  
9 pas d'autres solutions que de présumer que sans le  
10 dire à chaque pointe, c'était effectivement un  
11 achat pendant les heures de pointe. Donc, avec ces  
12 informations, et c'est quand même assez laborieux  
13 de le faire, mais on peut identifier le nombre de  
14 mégawatts pour chaque heure.

15           Juste pour vous donner une idée, je ne veux  
16 vraiment pas que je regarde les chiffres, et je  
17 dois aussi signaler que la transaction 2, je l'ai  
18 modifiée à titre d'illustratif. Mais, ça, c'est  
19 juste la première journée de janvier. Mais on voit  
20 qu'il y a plusieurs achats, plusieurs transactions  
21 et qui ne sont pas tous pour les mêmes heures.  
22 Donc, on constate dans le suivi qui est déposé à la  
23 Régie qu'il y a plusieurs transactions, mais  
24 l'exercice à savoir combien de mégawatts, à quelle  
25 heure, l'information n'est pas vraiment là. On peut

1 en déduire mais avec beaucoup de difficulté.

2 Mais cette même façon, on peut aussi  
3 déduire les prix payés. Ces mêmes méthodes, on a  
4 pour chaque contrat, pour chaque transaction, on a  
5 le nombre de mégawatts, les heures et le prix. Mais  
6 encore une fois, il serait énormément plus  
7 intéressant d'avoir cette information directement  
8 du Distributeur. Alors, pour chaque heure, sachant  
9 le volume acheté et le montant d'argent payé, on  
10 peut simplement diviser l'un par l'autre pour  
11 obtenir le coût moyen du mégawattheure acheté à  
12 court terme pour l'année... Excusez-moi! Pour  
13 l'heure.

14 Excusez-moi! J'ai passé les étapes en ordre  
15 différent. Ce que j'appelle l'étape 3, est de  
16 savoir combien de ces mégawatts achetés à court  
17 terme contribuent à l'ÉPI et ça c'est aussi très  
18 simple, c'est le moindre des deux. S'il y a eu cent  
19 mégawatts (100 MW) achetés mais seulement cinq  
20 mégawatts (5 MW) d'ÉPI, c'est seulement cinq  
21 mégawatts (5 MW) de l'achat qui contribue à l'ÉPI.  
22 Et s'il y a eu cinq mégawatts (5 MW) d'ÉPI et cent  
23 mégawatts (100 MW) d'achats, encore, c'est le même  
24 cinq mégawatts (5 MW). C'est parce qu'il y a cinq  
25 mégawatts (5 MW) d'ÉPI, donc cinq mégawatts (5 MW)

1 de l'achat contribue.

2           Donc c'est très simple la mécanique. Donc,  
3 avec ce chiffre et le prix moyen par mégawattheure,  
4 on peut donc calculer le coût encouru en achats  
5 court terme qui ont contribué complètement et  
6 précisément à l'ÉPI pour l'heure. En enlevant le  
7 prix du patrimonial, ça nous donne... Et cet argent  
8 est vraiment une perte. C'est une perte inévitable  
9 étant donné qu'on travaille sur l'incertitude bien  
10 entendu mais c'est une perte.

11 (9 h 32)

12           Alors, cet exercice nous donne des  
13 informations assez intéressantes. Il donne la  
14 quantité d'achats totaux qui contribuent à l'ÉPI,  
15 le coût de ces achats, et aussi la proportion des  
16 achats court terme qui ont contribué à l'ÉPI. En  
17 dollars et en mégawatts. Et aussi, on peut le  
18 calculer pour les heures de pointe, où l'argent...  
19 où l'énergie est très chère, et pour le reste de  
20 l'année.

21           Et finalement - et c'est le chiffre que je  
22 vous propose comme indicateur final - les pertes  
23 totales encourues en raison des achats court terme  
24 qui contribuent à l'ÉPI.

25           Alors, ces trois prochains acétates, je

1 vous montre simplement à titre indicatif - ils sont  
2 aussi dans le rapport - qui démontrent les années  
3 deux mille treize (2013), quatorze (14), quinze  
4 (15), vues de cet angle-là.

5 Alors ici, bien les dépassements c'est la  
6 ligne bleue, il n'y en a presque pas à cette  
7 échelle. L'ÉPI, on voit qu'il est concentré sur un  
8 certain nombre d'heures précis. Et la ligne verte,  
9 qui est le coût cumulatif de ces achats qui  
10 contribuent à l'ÉPI, montre... et on peut voir,  
11 donc, à quel moment de l'année ces coûts, ces  
12 erreurs de prévisions, finalement, ces achats  
13 inutiles, ont été faits.

14 Ici, en deux mille treize (2013), il y a  
15 une particularité au milieu de l'année qui  
16 mériterait un examen particulier que je n'ai pas  
17 fait. Il y avait sans doute un événement  
18 exceptionnel, parce que pendant quelques heures au  
19 milieu de l'été, il y avait des achats court terme  
20 très importants, qui est remarquable, et aussi, en  
21 même temps, l'électricité patrimoniale inutilisée.  
22 Qui est aussi remarquable. Mais je ne vais pas  
23 perdre votre temps en regardant cette question-là.

24 Deux mille quatorze (2014), en fait, on  
25 voit que c'était... Tout le montant, c'est soixante

1 millions de dollars (60 M\$) en pertes qui ont été  
2 accumulées dans les premiers mois de l'année. Ça  
3 veut dire, en fait, que les achats en janvier,  
4 février, mars étaient beaucoup plus élevés que  
5 réellement nécessaire, ce qui implique que  
6 l'estimation des bâtonnets pour ces mois-là était  
7 beaucoup moins élevée que dans la réalité.

8 Et en deux mille quinze (2015), encore une  
9 fois, les coûts sont encourus en début d'année,  
10 donc il y a eu des achats importants en début  
11 d'année qui ont contribué au patrimonial inutilisé,  
12 encore, avec des coûts importants.

13 Un petit regard sur les résultats généraux  
14 sur les trois ans. On constate effectivement,  
15 encore une fois, que les dépassements, la ligne  
16 bleue, ont chuté à presque nuls. En même temps, les  
17 achats court terme, la ligne rouge, augmentent  
18 graduellement chaque année, et l'énergie  
19 patrimoniale inutilisée a monté en flèche.

20 En termes d'argent, les achats contribuant  
21 à l'ÉPI ont monté directe... Bon. Excusez-moi. La  
22 ligne bleue pointillée, c'est les achats  
23 contribuant à l'ÉPI en mégawattheures, en énergie,  
24 qui ont monté de façon linéaire. Mais vu en argent,  
25 ils ont monté drastiquement en deux mille quatorze

1 (2014), et avec une diminution légère en deux mille  
2 quinze (2015). Et la différence entre les deux  
3 lignes, la ligne rouge et la ligne orange, est la  
4 correction pour le patrimonial. Et là on voit que -  
5 l'exemple que je vous donnais au début - le  
6 patrimonial évité comptait pour presque la moitié  
7 du coût, à soixante-cinq dollars le mégawattheure  
8 (65 \$/MWh), mais ces achats-là sont faits au prix  
9 tellement élevé que ce montant devient presque  
10 négligeable.

11 Et une autre donnée que je trouve  
12 intéressante, c'est le pourcentage des achats court  
13 terme qui, ultimement, ont contribué à l'ÉPI plutôt  
14 qu'éviter des dépassements. Ça c'est sur une base  
15 annuelle, en mégawattheures. Encore, ça monte  
16 chaque année, à vingt-cinq pour cent (25 %) en deux  
17 mille quinze (2015), et en argent un peu moins.

18 Mais si on regarde sur les trois cents  
19 heures (300 h) de plus grande charge, en deux mille  
20 quatorze (2014) il y avait trente-trois pour cent  
21 (33 %) des achats pendant ces heures-là, qui ont  
22 contribué à l'ÉPI.

23 Donc, mon constat général est que tous ces  
24 chiffres sont pas mal élevés. C'est peut-être  
25 inévitable. Je ne dis pas que, vraiment, je ne veux

1 pas être compris pour critiquer le travail de  
2 l'équipe qui le fait, mais plutôt pour dire que ces  
3 résultats démontrent qu'il y a un ajustement à  
4 faire soit au niveau des outils, soit au niveau de  
5 surveillance réglementaire. Ou d'encadrement  
6 réglementaire, mieux dit.

7 (9 h 40)

8 En termes d'indicateur, cet exercice mène  
9 aux résultats suivants : en deux mille treize  
10 (2013), treize millions de dollars (13 M\$); deux  
11 mille quatorze (2014), soixante-sept millions de  
12 dollars (67 M\$); deux mille quinze (2015),  
13 quarante-quatre millions de dollars (44 M\$). Ce  
14 sont, c'est l'argent, c'est des pertes, des pertes  
15 nettes dues au fait d'avoir fait des achats court  
16 terme inutiles, toujours avec le bénéfice cent pour  
17 cent (100 %) de perfection, de « 20/20 hindsight »,  
18 as we say, et qui est donc la conséquence de cette  
19 façon de faire qui a mené à ces résultats-là.

20 Je dois aussi signaler que cet indicateur  
21 ne tient aucunement compte du prix actuellement  
22 payé pour les achats court terme qui ont servi pour  
23 éviter les dépassements, qui est une autre  
24 question, une question qui est touchée par l'autre  
25 indicateur, dans la mesure où ces achats ont été

1 faits, et une grande partie ont été faits auprès  
2 d'HQP, sans appel d'offres ou sans autres  
3 soumissionnaires; ça soulève une question  
4 particulière, que j'aborderai tantôt... maintenant,  
5 en fait.

6 Alors on sait tous, et il a été un peu  
7 exploré en audience que HQP joue un rôle unique  
8 dans l'opération du réseau électrique au Québec. Ce  
9 n'est pas un accident quand on calcule l'entente  
10 cadre de la façon qu'on le fait parce que, en temps  
11 réel, c'est HQP qui monte et descend sa production  
12 pour répondre aux fluctuations de la demande. Et en  
13 fait, si on regarde la liste des fournisseurs des  
14 approvisionnements à long terme du Distributeur, il  
15 n'y en a pas d'autre qui est capable de le faire,  
16 donc c'est le rôle, c'est un rôle qui appartient à  
17 HQP.

18 C'est l'étude du document du suivi par  
19 contrepartie qui nous a d'abord fait apprendre  
20 qu'il existe des transactions où HQP est le seul  
21 soumissionnaire, et deuxièmement que le nombre de  
22 ces transactions est très élevé. En deux mille  
23 quatorze (2014), la seule année pour laquelle ce  
24 document est disponible, nous avons compté quatre-  
25 vingts pour cent (80 %) des achats auprès d'HQP,

1 avec aucun autre soumissionnaire.

2 Et, évidemment, c'est une situation qui n'a  
3 pas été prévue lors de la dispense en deux mille  
4 dix-sept (2017) et, en fait, n'a pas été connue, à  
5 ma connaissance, avant que nous commencions à  
6 étudier ce document l'année dernière.

7 Je trouve que ça soulève des questions  
8 vraiment profondes, pour les raisons suivantes. La  
9 Loi sur la Régie, depuis l'an deux mille (2000),  
10 depuis la Loi 116, est structurée, à ma lecture, je  
11 ne suis pas juriste mais de la façon que je  
12 comprends, c'est que, il y a les approvisionnements  
13 patrimoniaux où le prix est fixé dans la Loi, et  
14 c'est un prix qui est clairement non concurrentiel  
15 même s'il comporte quand même une marge  
16 bénéficiaire importante pour le Producteur.

17 Mais, c'est un prix préférentiel, mais que  
18 l'obligation d'HQP d'offrir des prix préférentiels  
19 aux consommateurs a ses limites pour le contrat  
20 patrimonial. Pour tout le reste des  
21 approvisionnements d'HQD, la Loi parle des appels  
22 d'offres. Donc la notion, c'est que pour tout ce  
23 qui n'est pas patrimonial, il faut procéder par  
24 appel d'offres et c'est la concurrence qui va  
25 établir les prix.

1                   Alors la dispense accordée en deux mille  
2 sept (2007) dit que, bon, dans les questions de  
3 très court terme, on ne peut pas vraiment faire des  
4 appels d'offres en bonne et due forme mais on met  
5 en place une structure qui ressemble, dans son  
6 essence des appels d'offres. On va contacter  
7 plusieurs fournisseurs, on va prendre le moindre,  
8 le prix le moins élevé, donc on suit le concept,  
9 c'est un exercice de la juridiction, la compétence  
10 de la Régie à l'intérieur de ce concept-là des  
11 achats concurrentiels pour tout ce qui n'est pas  
12 patrimonial.

13                   Alors maintenant, on sait qu'il existe  
14 cette notion d'achats profilés, j'aimerais  
15 préciser, suite aux commentaires de monsieur Aucoin  
16 hier, je n'ai jamais suggéré qu'on ne devrait pas  
17 faire des achats profilés, et c'est certain que  
18 c'est utile, c'est important; et la stratégie qu'il  
19 a décrite de faire les blocs plus standards lorsque  
20 possible et n'utiliser les profilés seulement pour  
21 ce qui reste, c'est probablement une excellente  
22 stratégie.

23                   (9 h 45)

24                   La question, c'est : comment fixer un prix  
25 pour ces achats profilés qui, finalement, je pense

1 qu'on pourrait même, c'est peut-être pousser le  
2 concept un petit peu, mais on peut même voir ça  
3 comme un service ancillaire. C'est un service  
4 nécessaire pour le Distributeur d'avoir ces achats  
5 de court terme, c'est HQP qui est, par sa nature,  
6 le fournisseur unique pour cet approvisionnement,  
7 mais la question demeure : comment fixer le prix?

8           Alors, le statu quo, la façon que ça marche  
9 aujourd'hui, et je comprends que c'est une façon  
10 qui prend l'approche dispense, qui est l'approche  
11 mini-appel d'offres et dit « Bon, il y a juste un  
12 soumissionnaire mais ce n'est pas grave. ». On a  
13 toujours la bourse, les bourses avoisinantes comme  
14 un signal de prix et donc, aussi longtemps que le  
15 prix offert est moins que le prix de la bourse,  
16 c'est correct, on va l'acheter et donc, c'est  
17 concurrentiel. Mais je pense que cette  
18 interprétation ne marche pas, ne marche pas avec la  
19 réalité.

20           La bourse du ISO New York, ISO New England  
21 n'est pas le marché du Québec. C'est sûr que c'est  
22 un approvisionnement disponible mais ce n'est pas  
23 un fournisseur et comme on peut constater de ces  
24 transactions que j'ai soulignées qui viennent de,  
25 encore une fois, du document de suivi par

1           contrepartie, le prix offert pour HQP pour ses  
2           achats profilés tend à accoter le prix des bourses,  
3           ce qui est normal. Si HQP lit les bourses de la  
4           même façon que HQD, même peut-être plus, alors il  
5           sait que si le, pour cette première, disons la  
6           deuxième transaction pour être plus clair, le prix  
7           prévisible en bourse sera trois cent quatre-vingts  
8           dollars (380 \$) alors, si j'offre un peu moins, il  
9           va accepter mon prix, alors il offre trois cent  
10          cinquante (350). Et on voit assez systématiquement  
11          que les prix offerts par HQP pour ses achats  
12          profilés sont toujours un peu légèrement plus bas  
13          que ceux de la bourse. En fait, on a appris dans  
14          une DDR qu'il n'y a pas de, si jamais, lorsqu'une  
15          soumission est rejetée, il ne laisse pas de trace  
16          donc on ne sait pas s'il y a eu des offres de  
17          soumissions d'HQP qui ont été rejetées à cause du  
18          prix ou non.

19                    Mais je vous soumets que ce contexte-là  
20                    n'est pas vraiment un marché concurrentiel. C'est  
21                    un marché, c'est une situation avec un seul  
22                    soumissionnaire qui, on n'a même pas besoin de  
23                    faire des analyses de market power. Quand c'est le  
24                    seul soumissionnaire, c'est sûr que... du market  
25                    power et que, donc, il a le loisir de choisir un

1 prix qui est légèrement meilleur que le prix de la  
2 bourse.

3 Mais je pense que ça, c'est quand même  
4 assez loin de la notion d'un appel d'offres, c'est  
5 assez loin de la notion qui sous-tend la loi de  
6 prévoir des approvisionnements concurrentiels pour  
7 le postpatrimonial.

8 Si un marché est vraiment concurrentiel, on  
9 pense à la bourse, les actions de General Motors,  
10 les coûts marginaux de l'acheteur et du vendeur  
11 sont très similaires. Si je veux acheter, le prix  
12 est X, si je veux vendre, il y a toujours un  
13 spread, un bid ask spread, mais dans un marché  
14 liquide, c'est très faible. Et ce qu'on constate  
15 dans ce marché est que le véritable écart entre les  
16 coûts marginaux du vendeur et de l'acheteur sont  
17 extrêmement loin.

18 Pour HQD, effectivement, son coût marginal  
19 est le coût du marché avoisinant. Il n'a pas  
20 d'autre choix que d'y acheter. Mais la situation  
21 d'HQP est très particulière parce que son coût  
22 marginal est limité non par la disponibilité de  
23 l'énergie mais par les contraintes de transport. En  
24 réalité, je vous montre le prochain acétate, ça  
25 c'est les débits sur la ligne entre Hydro-Québec et

1 New England en deux mille quatorze (2014) pour  
2 toutes les heures de l'année, triés par prix et on  
3 constate que dans toutes les heures de grand prix  
4 et même presque toutes les autres heures, la ligne  
5 est pleine.

6           Donc, le fait de vendre un kilowattheure  
7 (1 kWh) à HQD pendant une heure de très gros prix  
8 de l'hiver ne prive pas HQP d'une vente à New  
9 England. Il fait déjà toutes les ventes qu'il peut  
10 faire et ça veut dire que ce n'est pas vraiment un  
11 coût d'opportunité pour HQP, un coût marginal ou on  
12 peut l'appeler comme on veut, son coût  
13 d'opportunité est la valeur réelle de sept  
14 kilowattheures (7 kWh) d'eau qu'il garde dans ses  
15 réservoirs qu'il va vendre plus tard dans l'année  
16 ou ailleurs.

17           Et c'est sa grande vertu d'avoir assez de  
18 stockage mais ça fait partie de sa réalité  
19 économique. Alors, les questions se posent parce  
20 qu'en l'absence des conditions concurrentielles,  
21 c'est important que le prix soit juste. Et alors,  
22 comment on peut estimer les coûts marginaux pour le  
23 vendeur, le coût d'opportunité.

24           On apprend des rapports annuels d'Hydro-  
25 Québec qu'en moyenne les ventes hors Québec varient

1 entre cinq et six cents (5-6 ¢), quatre et six  
2 cents (4-6 ¢) les dernières années par  
3 kilowattheure. Alors, s'il vend pendant quelques  
4 heures à des prix extrêmement élevés, ça veut dire  
5 qu'il vend aussi un grand nombre d'heures à des  
6 prix encore plus bas que ça.

7 (9 h 50)

8 Alors, les kilowattheures qu'il ne vend pas  
9 à HQD, je vous suggère que, en l'absence d'autres  
10 informations, ce prix de vente moyen peut être vu  
11 comme un indicateur de valeur pour HQP d'un  
12 kilowattheure (1 kWh) additionnel. Peut-être qu'il  
13 y aura une preuve un jour qui dit autre chose, mais  
14 pour l'instant, c'est le meilleur indicateur que  
15 nous avons qui donc met un très grand écart pendant  
16 les heures de haut prix entre les coûts marginaux  
17 d'HQP et d'HQD.

18 Alors ça veut dire que pour HQP, le fait de  
19 pouvoir vendre un kilowattheure HQD aux  
20 consommateurs québécois, à trois cents dollars  
21 (300 \$), est un « windfall profit », c'est un  
22 revenu qu'il n'aurait pas eu autrement. Et pour  
23 nous, pour le Distributeur et pour nous, ses  
24 clients, c'est une dépense vraiment exceptionnelle.  
25 Donc la question est toujours : est-ce que cette

1 dépense, est-ce que cet achat à ce prix-là est  
2 justifié selon la Loi, selon les principes qui  
3 sous-tendent la Loi? Ce sont les juristes qui vont,  
4 j'imagine, débattre ça plus en détail.

5 Mais je crois que dans le monde de la  
6 réglementation économique, généralement, en  
7 l'absence de marchés concurrentiels, le recours à  
8 un prix de marché n'est pas une pratique usuelle ni  
9 acceptable. Si on regarde la pratique de la FERC,  
10 qui a mis énormément d'efforts sur cette question  
11 de juger quand il y a un marché concurrentiel ou  
12 non, et comment le traiter, alors, si je résume ma  
13 compréhension de la situation, lorsqu'un marché est  
14 jugé concurrentiel, effectivement, son prix est...  
15 « is deemed »... est réputé un prix juste et  
16 raisonnable, c'est le prix.

17 Mais dans les conditions en l'absence d'un  
18 marché concurrentiel, il faut faire autrement, soit  
19 agir selon les coûts ou ils utilisent cette  
20 approche de « split savings », qui en fait, c'est  
21 le vieil approche pour les ventes d'énergie-  
22 économie depuis avant la restructuration qui dit  
23 que cette transaction est favorable pour les deux  
24 parties, alors on va fixer un prix qui partage les  
25 bénéfices entre les deux parties.

1                   Et je pense que c'est, si on garde cette  
2 structure-là des achats auprès d'HQP pour les  
3 achats profilés, je pense que c'est la piste la  
4 plus intéressante pour fixer un prix que, au moins  
5 pour fins réglementaires, de reconnaître un prix  
6 qui est, d'une façon ou l'autre, à mi-chemin entre  
7 le coût évité, le prix évité d'HQD, qui est la  
8 bourse, et le prix évité d'HQP, qui est son, la  
9 valeur moyenne de ses exportations.

10                   Je comprends que toute discussion qui, où  
11 on parle des coûts d'HQP, personne n'aime ça, ce  
12 n'est pas votre juridiction et c'est préférable de  
13 l'éviter. Je crois que, dans ces conditions où il  
14 n'y a pas de marché concurrentiel, c'est  
15 inévitable, mais si on va plus en amont, je crois  
16 qu'il y a une façon d'éviter toute cette  
17 problématique.

18                   Et pour cela, il faut revenir au texte de  
19 l'Entente cadre. L'article 6.1 de l'Entente cadre  
20 dit que le Distributeur peut acheter les produits  
21 couverts par l'Entente cadre,

22                                   ... en dernier recours, après avoir  
23                                   utilisé de façon raisonnable tous les  
24                                   moyens d'approvisionnement.

25                   Ce sont ces mots-là qui créent cette situation, qui

1 créent en réalité toute cette situation où le  
2 Distributeur doit faire travailler une équipe de  
3 quatre personnes jour après jour pour estimer où  
4 vont tomber les bâtonnets pour éviter à tout prix  
5 les dépassements.

6 L'Entente cadre est un contrat  
7 d'approvisionnement, donc sous les compétences de  
8 la Régie, et je pense que, en réalité, la meilleure  
9 solution serait que, la prochaine fois qu'elle est  
10 renouvelée, que la Régie exige que cet article soit  
11 modifié pour retourner à la conception initiale de  
12 l'Entente cadre, exprimée déjà en deux mille deux  
13 (2002), pour faire en sorte que, dans ces cas  
14 précis où HQP est le seul fournisseur, qu'il soit  
15 reconnu comme son fournisseur avec des prix qui  
16 sont gouvernés par une entente, qui serait  
17 l'Entente cadre ou appelée autrement.

18 Est-ce que les prix d'aujourd'hui  
19 conviennent, il me semble que quatre-vingt-seize  
20 dollars (96 \$) est quand même un prix assez  
21 intéressant dans le contexte des marchés  
22 d'aujourd'hui mais ces prix seront à modifier, à  
23 discuter ultérieurement.

24 Alors si HQD peut, ouvertement, lorsque  
25 nécessaire, lorsqu'il n'y a pas une situation

1 concurrentielle, faire appel à HQP pour ses  
2 besoins, le dernier bout, l'achat profilé à un prix  
3 qui était décidé à l'avance, avec acceptation  
4 réglementaire, je pense que ça serait, en réalité,  
5 une situation beaucoup plus saine. Et comme ça, on  
6 va réserver finalement les bourses pour les cas  
7 d'urgence, tel qu'initialement prévu.

8           Alors ça complète mes remarques, je  
9 m'excuse de la longueur. Juste pour résumer les  
10 recommandations, d'abord de réévaluer la dispense  
11 pour les achats de court terme et étant donné des  
12 changements importants de circonstances,  
13 circonstances notamment l'importance des achats  
14 avec un seul soumissionnaire, HQP, de compléter  
15 l'indicateur de prix de marché avec un indicateur  
16 de performance de la stratégie d'approvisionnement  
17 de court terme. Et pour ce faire, d'exiger  
18 l'inclusion de certaines données additionnelles,  
19 précisées dans mon rapport, qui vont faciliter le  
20 calcul. De fixer aux fins réglementaires le prix  
21 d'achat auprès d'HQP lorsque celui-ci est le seul  
22 fournisseur capable de répondre à un besoin d'HQD.  
23 Et ultérieurement, à son renouvellement en deux  
24 mille dix-neuf (2019), de demander la modification  
25 de l'article 6.1 de l'entente cadre pour sortir de

1 cette situation.

2 Merci pour votre patience et intérêt. Ça  
3 complète.

4 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

5 Merci. Alors, les témoins vont être prêts à être  
6 contre-interrogés.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Merci. J'avais inscrit au calendrier le GRAME, PNW,  
9 ROEÉ qui avaient annoncé qu'ils avaient des  
10 questions potentiellement au RNCREQ. Alors qui est  
11 dans la salle? Maître Paquet n'est pas là. Maître  
12 Neuman... Maître Therriault, est-ce que vous avez  
13 des questions?

14 Me JEAN-PHILIPPE THERRIAULT :

15 Pas de questions.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Maître Sicard?

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 Pas de questions.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Est-ce que vous avez des questions, Maître Gertler?

22 Me FRANKLIN S. GERTLER :

23 Pas de questions.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Vous pouvez retourner dans votre bureau. En fait,

1 j'essayais de voir s'il y a des gens qui avaient  
2 des questions à poser à monsieur Raphals ou  
3 monsieur Bourke. Et, là, j'attends après maître  
4 Fraser.

5 Me ÉRIC FRASER :

6 Me donnez-vous quelques minutes?

7 LE PRÉSIDENT :

8 Oui. Oui.

9 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

10 Merci, Monsieur le Président. Je vais avoir  
11 quelques questions.

12 Q. **[7]** Bonjour, Monsieur Raphals, Monsieur Bourke.

13 Rebonjour en fait.

14 M. PHILIP RAPHALS :

15 R. Bonjour, Maître Fraser.

16 Q. **[8]** Si je vous amène à la page 4 de votre  
17 présentation où vous citez une décision de la  
18 Régie, la D-2007-044, est-ce que, selon vous, il y  
19 a une distinction à faire entre communiquer avec  
20 des contreparties et recevoir des offres des  
21 contreparties?

22 R. On peut faire une analyse sémantique. Je crois que  
23 la compréhension que, ce que laisse comprendre le  
24 rapport que j'ai lu, et ce que je présume était la  
25 compréhension de la Régie, était de penser que si

1 on appelle des fournisseurs pour obtenir un prix,  
2 on aura obtenu des prix.

3 Q. **[9]** O.K. Effectivement, c'est votre compréhension?

4 R. Oui, c'est ma compréhension.

5 Q. **[10]** Je vais à la page 6, en fait à l'acétate 6 de  
6 votre présentation. Vous parlez de la gestion des  
7 bâtonnets. Est-ce que je dois comprendre que c'est  
8 le sujet qui sera abordé dans la deuxième séance de  
9 travail sur les transactions de court terme?

10 R. Oui, j'ai compris qu'il n'y avait pas de temps lors  
11 de la première séance de les aborder. Au moment  
12 j'avais suggéré à l'équipe du Distributeur  
13 d'essayer de faire ça rapidement pour que ce soit  
14 traité dans l'audience, qui n'a pas été fait. Je  
15 pense qu'il y a une lettre du RNCREQ qui suggérait  
16 la même chose. Mais finalement c'était cédulé pour  
17 après le dépôt de l'état d'avancement prochain je  
18 crois.

19 (10 h 00)

20 Q. **[11]** O.K. J'en suis à votre indicateur.

21 R. Quelle page?

22 Q. **[12]** Ah, je n'ai pas de page, là.

23 R. O.K.

24 Q. **[13]** Je peux vous donner une page, là, mais...

25 R. Oui. Ce n'est pas grave.

1 Q. **[14]** Je comprends de votre indicateur que dans la  
2 deuxième étape vous identifiez le nombre de  
3 mégawatts qui a été acheté pendant l'heure?

4 R. Oui.

5 Q. **[15]** Pouvez-vous me préciser votre méthodologie  
6 pour établir le nombre de mégawatts achetés?

7 R. Oui. Je vais tout montrer les documents de base.

8 Q. **[16]** Je pense que c'est l'acétate 12.

9 R. Oui. Effectivement.

10 Q. **[17]** O.K.

11 R. Alors, ce sont les seules informations qui sont  
12 disponibles.

13 Q. **[18]** O.K. Vous vous basez sur les suivis qui sont  
14 déposés.

15 R. Le suivi détaillé, donc, pour les transactions  
16 bilatérales, ils indiquent la date début et de fin,  
17 et le type du produit. Alors, quand c'est vingt...  
18 Et il y a aussi le nombre total de mégawatts.  
19 Alors, quand c'est un produit vingt-quatre heures  
20 (24 h), comme les trois qu'on voit ici, j'ai divisé  
21 le nombre total de mégawattheures par vingt-quatre  
22 (24). J'ai présumé que c'était un achat constant  
23 pendant vingt-quatre heures (24 h).

24 Q. **[19]** C'est bon. Quelles sont les hypothèses que  
25 vous utilisez lorsqu'il s'agit d'un achat profilé?

1 R. Mais ce document ne fait aucunement état des achats  
2 profilés.

3 Q. **[20]** Oui mais dans le cadre de...

4 R. Mais, comme je dis, mon...

5 Q. **[21]** ... de votre exercice?

6 R. Mon exercice est parti de ce document.

7 Q. **[22]** O.K., puis c'est quoi l'hypothèse que vous  
8 utilisez pour les achats profilés, puisque...

9 R. Mais, comme je dis, je pense, si je peux rephraser  
10 la question, parce que les...

11 Q. **[23]** Oui, allez-y.

12 R. Il y a trois catégories dans ce document. Il y a  
13 les vingt-quatre heures (24 h), il y a le pointe,  
14 et je pense qu'il s'appelait hors pointe. Alors  
15 quand c'est marqué hors pointe, j'ai divisé le  
16 montant par les huit heures (8 h) hors pointe, et  
17 quand c'est marqué pointe, je l'ai divisé par les  
18 seize heures (16 h).

19 Alors, on a appris plus tard que certaines  
20 de ces transactions, finalement, sont... j'aurais  
21 pu les indiquer profilées plutôt que pointe,  
22 mais...

23 Q. **[24]** O.K.

24 R. Mais ce n'est pas fait. Donc j'ai traité comme les  
25 achats de pointe.

1 Q. **[25]** Vous les avez traités comme des achats de  
2 pointe.

3 R. Et j'ai reconnu que ça crée une inexactitude dans  
4 les calculs précis, parce que finalement - ce n'est  
5 pas indiqué ici - mais disons un achat pointe, il y  
6 a une quantité fixe de mégawattheures que je  
7 présume est juste, alors je l'ai divisé sur seize  
8 heures (16 h) quand peut-être, en réalité, il était  
9 sur cinq heures (5 h). Donc, il y a une erreur dans  
10 ces heures-là. Certaines heures j'ai affecté...

11 Q. **[26]** O.K.

12 R. ... un achat qui n'est pas là, et d'autres heures  
13 j'ai sous-estimé l'achat. Mais c'est... On  
14 travaille avec les informations qui sont rendues  
15 publiques, n'est-ce pas?

16 Q. **[27]** Oui oui, tout à fait. Juste un petit instant,  
17 Monsieur le Président...

18 R. Si je peux juste rajouter un petit complément à  
19 cette réponse, que l'existence des achats profilés  
20 était apprise uniquement avec l'autre document. Le  
21 document...

22 Q. **[28]** O.K.

23 R. ... secret de... par contrepartie. Il n'y a aucun  
24 document, à ma connaissance, public, dans les  
25 décisions de la Régie, dans les études de

1 dispenses, ni dans les rapports déposés  
2 régulièrement, qui font état des achats profilés.

3 Q. **[29]** Oui, tout à fait. Je comprends que c'est une  
4 information qui est, à toutes fins pratiques,  
5 nouvelle pour vous, là. C'est un petit peu la même  
6 dynamique qui s'applique pour les achats en bourse.  
7 Êtes-vous d'accord?

8 R. Oui. Oui, et c'était déjà...

9 Q. **[30]** Dans la mesure où...

10 R. Oui, je l'ai mentionné. Je ne me souviens pas si je  
11 l'ai mentionné dans ce rapport ici, mais dans le  
12 rapport que j'ai fait sur cette même méthode dans  
13 le dossier tarifaire, je leur ai précisé ce fait.

14 Q. **[31]** C'est bon.

15 R. Parce que les achats en bourse sont identifiés  
16 uniquement par le jour. C'est sûr que ce n'était  
17 pas sur vingt-quatre heures (24 h), mais je n'ai  
18 aucune façon de savoir en quelle heure ils étaient.

19 Et c'est pour cette raison-là que les  
20 résultats précis sont quand même à titre indicatif.  
21 Je serais surpris que ces ajustements vont faire  
22 modifier énormément, mais...

23 Q. **[32]** Oui, quand même.

24 R. Mais on ne sait pas.

25 Q. **[33]** On ne sait pas.

1 R. J'aurais... J'aurais beaucoup aimé pouvoir  
2 travailler avec des données précises, qui  
3 permettraient un résultat précis.

4 Q. **[34]** Vous posez une grande hypothèse. Je reviens  
5 sur votre tableau. C'est un tableau qui  
6 apparaissait dans votre preuve, mais peut-être pour  
7 faciliter les choses, c'est à l'acétate 29 de votre  
8 présentation.

9 R. Oui.

10 Q. **[35]** Vous faites l'argument que l'interconnexion  
11 est pleine, mais savez-vous qui est-ce qui utilise  
12 l'interconnexion?

13 R. Je crois que c'est en très grande partie HQP, sinon  
14 la totalité.

15 Q. **[36]** Vous croyez que c'est en très grande partie  
16 HQP, mais qu'est-ce que vous savez exactement sur  
17 l'utilisation d'heure en heure?

18 R. Je dis ça sous réserve. Je peux prendre  
19 l'engagement, si vous voulez...

20 Q. **[37]** Non, je ne veux pas de...

21 R. ... une réponse plus précise, mais...

22 Q. **[38]** Je pose une question sur votre rapport.

23 R. Oui. Je crois que c'est HQP qui détient cent pour  
24 cent (100 %), ou presque cent pour cent (100 %) des  
25 réservations à long terme sur l'interconnexion.

1 (10 h 07)

2 Q. **[39]** Mais...

3 R. Je n'ai pas terminé.

4 Q. **[40]** Allez-y.

5 R. C'est sûr que quelqu'un qui détient une réservation  
6 à long terme n'est pas obligé de l'utiliser en tout  
7 temps et quand il n'est pas utilisé, il est offert  
8 en secondary market...

9 Q. **[41]** Exact.

10 R. ... à d'autres.

11 Q. **[42]** Exact.

12 R. Alors, ça ne veut pas dire qu'à chaque heure c'est  
13 HQP qui occupe tout ça mais c'est HQP qui a le  
14 droit de l'occuper. Et, n'est-ce pas...

15 Q. **[43]** Mais c'est...

16 R. ... étant donné sa réservation à long terme...

17 Q. **[44]** Tout à fait.

18 R. ... et je serais honnêtement surpris que dans une  
19 heure où le prix dans le marché de New England est  
20 trois cent dollars (300 \$), qu'HQP se retienne et  
21 vende juste un petit peu parce qu'il veut garder  
22 son énergie pour HQT.

23 Q. **[45]** Par contre, si HQP offre un prix qui est  
24 équivalent au marché de New England, c'est parce  
25 qu'il y a quelqu'un d'autre qui va faire la

1 transaction à sa place.

2 R. Non, il n'y a aucune raison qu'il ne peut pas faire  
3 les deux. Qu'est-ce qui empêche HQP de faire les  
4 deux? Il vend au maximum de l'interconnexion qui...

5 Q. **[46]** Mais s'il peut faire les deux, il peut faire  
6 toutes les ventes sur New England aussi.

7 R. Mais je présume, malheureusement, je n'ai pas accès  
8 au registre d'HQP mais je présume que lorsque les  
9 prix à New England sont très élevés, qu'il occupe,  
10 il fait toutes les ventes qu'il peut faire et  
11 que...

12 Q. **[47]** Exact.

13 R. Oui, c'est ça. Il fait toutes les ventes qu'il peut  
14 faire et donc, le fait qu'il vend un kilowattheure  
15 (1 kWh) au Distributeur ne veut pas dire qu'il a  
16 vendu un kilowattheure (1 kWh) de moins à New  
17 England. Il fait pareil à toutes les ventes, c'est  
18 ça mon point.

19 Q. **[48]** Alors, merci beaucoup Messieurs, je n'aurai  
20 pas d'autres questions, Monsieur le Président.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Merci Maître Fraser. Maître Fortin?

23 Me PIERRE FORTIN :

24 Je n'ai pas de questions, Monsieur le Président.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Merci.

3 INTERROGÉS PAR LA FORMATION :

4 Me LOUISE ROZON :

5 Q. **[49]** Louise Rozon pour la formation. Bonjour  
6 Messieurs. J'aimerais savoir, l'indicateur dont  
7 vous nous parlez et qui a trait à la gestion des  
8 achats de court terme versus les bâtonnets, est-ce  
9 que vous avez aussi présenté cette analyse-là dans  
10 le cadre du dossier portant sur le mécanisme de  
11 réglementation incitative?

12 R. Je ne me souviens pas exactement ce que j'ai  
13 présenté mais oui, j'en ai parlé.

14 Q. **[50]** O.K. Et quand vous citez la décision qui a été  
15 rendue récemment sur le mécanisme de réglementation  
16 et, bon, vous citez vous-même le paragraphe 422 qui  
17 dit, « Où la Régie invite le Distributeur à  
18 développer un indicateur de performance. ».

19 R. Oui.

20 Q. **[51]** Il y a un lien direct avec ce que vous nous  
21 présentez aujourd'hui. Dans le fond, la Régie a  
22 déjà demandé au Distributeur de réfléchir à un  
23 indicateur à cet égard-là pendant la durée du MRI  
24 donc on parle de, on leur laisse quelque temps pour  
25 y réfléchir et revenir avec un indicateur.

1 R. Bon...

2 Q. **[52]** Ou ce n'est pas la compréhension que vous  
3 avez.

4 R. Je vais le dire juste un peu différemment. Il y a  
5 eu discussions dans le dossier MRI des indicateurs,  
6 il y avait des propositions d'intégrateurs avec  
7 conséquences financières et d'intégrateurs sans  
8 conséquences financières. J'ai effectivement parlé  
9 de ces situations dans cette audience-là mais  
10 d'autres intervenants l'ont fait aussi, je crois,  
11 qui a convaincu le banc qu'il y avait besoin d'un  
12 tel indicateur. Toutefois, je comprends de la façon  
13 qu'ils ont rédigé ce paragraphe qu'ils ne voient  
14 pas ça comme un élément urgent mais qu'il y a  
15 quelque chose qui pourrait être développé pendant  
16 les trois ans.

17 Q. **[53]** O.K. Puis vous vous attendez à quoi de nous  
18 par rapport à ça, par rapport à cette demande-là?

19 R. Je pense d'abord, étant donné que la dispense  
20 finalement vient de vous, vient d'un banc de la  
21 Régie sur un plan d'approvisionnement, et que le  
22 sujet, le grand sujet ici est comment gérer,  
23 comment surveiller, comment réglementer les achats  
24 de court terme, les approvisionnements à court  
25 terme, que vous êtes le forum le plus approprié

1 pour le « big picture ». Et c'est pour ça que je  
2 voulais exposer tous ces éléments-là.

3 En termes d'un indicateur, j'avais aussi  
4 soulevé une question similaire dans un dossier  
5 tarifaire, l'avant-dernier, et je pense que si vous  
6 proposez ou si vous endossez, et d'abord demandez à  
7 Hydro de présenter les données nécessaires pour le  
8 faire de façon sérieuse, c'est-à-dire avec les  
9 nombres de mégawatts et l'argent et le coût total  
10 de ces mégawatts heure par heure comme j'ai précisé  
11 dans le rapport, que ça permettrait aux autres  
12 instances de l'utiliser d'une façon qu'ils  
13 considèrent appropriée.

14 Il se peut que, parce que le MRI, on  
15 appelle ça trois phases mais en réalité c'est deux  
16 phases, donc, la première qui vient se compléter et  
17 l'autre phase 3 qui viendra pour concrétiser le  
18 tout. Alors, si on arrive à cette audience-là et  
19 vous avez déjà adopté le principe d'un tel  
20 indicateur, je pense, je ne veux pas me mettre à la  
21 place des régisseurs, mais que si l'indicateur  
22 existe déjà, ce sera vu comme atout et il sera  
23 peut-être intégré déjà dans la première MRI.

24 (10 h 08)

25 Q. [54] Vous pensez réellement qu'on a tout ce qu'il

1           faut pour fixer aujourd'hui un indicateur comme  
2           celui que vous proposez?

3       R. Oui. Oui. Honnêtement, je crois qu'avec les  
4           informations qu'Hydro a ou peu facilement avoir et  
5           que ces étapes-là... Je sais que déposer tout  
6           ensemble, ça a l'air compliqué, mais c'est très  
7           explicite et très objectif. Il n'y a aucun jugement  
8           à appliquer par heure par heure, sauf le jugement  
9           que j'ai appliqué parce que je n'ai pas les vraies  
10          données, et ça peut être mis en place demain. Et ça  
11          permettrait à tout le monde de suivre les  
12          performances d'année après année de ce processus  
13          qui existe aujourd'hui et donc, avec cette  
14          information, de soulever des questions et proposer  
15          des changements.

16       Q. **[55]** Est-ce que votre indicateur tient compte des  
17          prévisions météorologiques? Les achats qui sont  
18          prévus tiennent compte évidemment des besoins au  
19          moment où ils sont faits. Votre indicateur, est-ce  
20          qu'il a un élément...

21       R. Oui, nécessairement. L'indicateur présente la  
22          réalité, ce qui est vraiment arrivé. Alors, c'est  
23          sûr que ce qui est arrivé en deux mille seize  
24          (2016) tenait compte des événements météorologiques  
25          de deux mille seize (2016).

1                   Encore une fois, ce n'est pas une question  
2 de blâme, ce n'est pas une question de dire « ah!  
3 Vous n'avez pas bien fait, vous avez... il y a  
4 eu... l'indicateur démontre qu'il y a un coût  
5 exceptionnel. » Mais, si ce coût continue à monter,  
6 il y aura peut-être des questions à poser. Et est-  
7 ce que la pratique est bonne? On a des questions  
8 que j'ai déjà adressées, certaines questions ici.

9                   Mais, l'indicateur, de la même façon que  
10 vous avez déjà des indicateurs de plusieurs aspects  
11 de performance du Distributeur. Et dans une  
12 progression ouverte, une progression incitative,  
13 c'est encore plus important de pouvoir, de façon  
14 simple, dire « bon, est-ce que l'année a été bonne  
15 ou pas bonne? Jusqu'à où? »

16                   Et cet indicateur-là qui peut être, je  
17 crois, mis en application immédiatement donnerait  
18 cette vision sur... en mettant tout ensemble sur  
19 jusqu'à quel point les achats de court terme ont  
20 été utiles pour leurs fins qui étaient d'éviter des  
21 déplacements. Jusqu'à quel point ils ont, par  
22 incertitude, par erreur, par... pour toutes les  
23 raisons qu'on peut analyser après, contribuer aux  
24 pertes? Alors, l'argent dépensé auprès des  
25 fournisseurs sans aucune utilité.

1                   Alors, il me semble que c'est une  
2 information importante à connaître et c'est pour ça  
3 que je vous propose donc de l'adopter comme un  
4 indicateur.

5 Q. **[56]** D'accord. Dernière question. Pour ce qui est  
6 des achats de court terme qui sont effectués auprès  
7 de HQP alors qu'il n'y a pas d'autres fournisseurs  
8 qui sont disponibles, le témoin du Distributeur  
9 nous a mentionné, je pense, c'est le vingt-quatre  
10 (24) mai dans le cadre du contre-interrogatoire qui  
11 a été fait par votre avocate, en ce qui a trait aux  
12 contacts avec des fournisseurs potentiels. Ils  
13 disent : « Bien, écoutez...

14 R. Oui.

15 Q. **[57]** ... nous, on a un suivi constant auprès de nos  
16 fournisseurs. Alors, quand ils nous disent la  
17 veille qu'ils ne peuvent fournir l'énergie qu'on  
18 aurait besoin, bien, on ne les rappelle pas  
19 nécessairement parce qu'on sait, dans la journée  
20 même, qu'ils ne seront pas... qu'ils ne sont pas  
21 disponibles. »

22                   Puis là, bon, il a ajouté :

23                   Ça fait que si ça avait été à refaire,  
24 je pense qu'on aurait mis des notes à  
25 toutes les contreparties en

1                                    mentionnant qu'ils ne voulaient pas se  
2                                    commettre même si les notes sont  
3                                    inexistantes pour la transaction avec  
4                                    HQP.

5            Donc, qu'est-ce que vous avez à mentionner par  
6            rapport à ça?

7            R. Mais, comme je l'ai dit avant, ce n'est pas de  
8            pointer le doigt que vous n'avez pas fait comme  
9            vous devez faire. Ce n'est vraiment pas ça mon  
10           propos. Je trouve ça excellent. Et si un jour il y  
11           a un autre soumissionnaire qui va commencer à faire  
12           des soumissions sur les demandes profilées, tant  
13           mieux. Là on aura un contexte concurrentiel et ça  
14           tomberait dans une dispense normale. Mais, dans la  
15           mesure où il y a un nombre important de  
16           transactions où il n'y a qu'un seul fournisseur,  
17           qu'aucun autre fournisseur peut ou veut faire une  
18           soumission, là c'est un cas spécial. Et à la  
19           limite, je dirais qu'on ne devrait pas accorder une  
20           dispense. La dispense est basée sur une notion  
21           qu'on a un mini appel d'offres qui reproduit  
22           l'effet d'un appel d'offres, la concurrence.

23                                    S'il y a un seul soumissionnaire, pour des  
24                                    raisons structurelles ou autres, alors on ne peut  
25                                    pas appeler ça un appel d'offres et il faut le

1       traiter autrement, alors... Donc, ce commentaire de  
2       monsieur Aucoin confirme ce que je dis, que... Et  
3       j'aurais aimé pouvoir vérifier sur les autres  
4       années si ce n'est pas... Peut-être que c'est  
5       exceptionnel, seulement en deux mille quatorze  
6       (2014) qu'il y avait énormément d'achats profilés,  
7       des achats avec un seul soumissionnaire, peut-être.  
8       Je m'en doute un peu, j'aurais voulu pouvoir faire  
9       ce constat. Ce que je n'ai pas pu faire. Vous  
10      pouvez le faire évidemment. Mais en présumant que  
11      c'est un effet régulier qui se présente à chaque  
12      année, qui a un nombre important d'achats de court  
13      terme avec un seul soumissionnaire, je pense que ça  
14      requiert un traitement réglementaire différent  
15      qu'une dispense.

16      (10 h 20)

17      Q. **[58]** C'est bon. Merci. Je n'aurai pas d'autres  
18      questions.

19      LE PRÉSIDENT :

20      Q. **[59]** J'aurai quelques questions à partir de votre  
21      présentation. À votre acétate 4, à votre planche 4,  
22      on devrait dire, m'a-t-on dit. Vous avez mentionné,  
23      quand vous avez présenté cette planche-là, à  
24      l'égard de la décision D-2007-044, puis corrigez-  
25      moi si je me trompe, mais c'est la note que j'ai

1 prise, vous avez dit, il y a un nouveau contexte  
2 qui était non prévu à ce moment-là. Voulez-vous  
3 être plus précis quant à ce nouveau contexte?

4 M. PHILIP RAPHALS :

5 R. Oui. Bien, une partie de ce contexte, c'est ce que  
6 j'ai montré dans l'acétate, à cette époque-là ce  
7 que le rapport dévoile, c'est que c'est un contexte  
8 très concurrentiel avec un grand nombre de  
9 fournisseurs; on appelle trois, quatre, cinq  
10 fournisseurs pour chaque achat. Et HQP, on  
11 constate, n'avait pas un rôle particulier. En fait,  
12 c'était un fournisseur mineur dans ce contexte-là.

13 Et ce qu'on voit maintenant, HQP est le  
14 fournisseur le plus important. Et non seulement  
15 dans ce contexte concurrentiel, mais dans toute une  
16 famille de transactions où il est le seul  
17 soumissionnaire pour les raisons apparemment  
18 structurelles. Et donc, ça, c'est le changement  
19 important de contexte, le plus important de  
20 contexte que je constate. Il y en a un autre aussi  
21 qui est les prix sont, surtout les dernières  
22 années, énormément plus chers, la quantité d'argent  
23 impliqué est beaucoup plus grande.

24 Donc, ce qui était à l'époque quand même  
25 une affaire relativement mineure, dans les

1 dernières années, on parle de plusieurs centaines  
2 de millions de dollars chaque année d'achats de  
3 court terme. Qui est donc un autre changement  
4 important de contexte.

5 Q. **[60]** Êtes-vous d'accord avec moi qu'il y a d'autres  
6 éléments qui ont modifié le contexte depuis deux  
7 mille sept (2007), entre autres des modifications à  
8 la loi qui obligent le Distributeur à acheter des  
9 blocs de postpatrimonial dont il n'a pas  
10 nécessairement besoin? Est-ce que tout ça et la  
11 baisse des prix dans les dernières années sur les  
12 marchés, est-ce que tout ça, ça ne fait pas aussi  
13 partie d'un nouveau contexte?

14 R. Bien sûr. Oui.

15 Q. **[61]** Et qui joue sûrement un rôle dans la façon  
16 dont le Distributeur transige?

17 R. Je ne suis pas certain de suivre votre idée.

18 Q. **[62]** Bien, vous évoquez un élément du nouveau...

19 R. Oui.

20 Q. **[63]** Je suis d'accord avec vous. Le contexte a  
21 changé...

22 R. Oui.

23 Q. **[64]** ... de façon importante. Mais il y a plusieurs  
24 éléments qui ont changé depuis deux mille sept  
25 (2007) dans le portrait...

1 R. Oui.

2 Q. **[65]** ... pour le Distributeur et dans le marché en  
3 général?

4 R. Bien sûr. Bien sûr. Mais encore une fois, je ne  
5 pense que ce constat nous mène dans la même  
6 direction. C'est-à-dire que l'analyse qui a été  
7 faite en deux mille quatre (2004) et deux mille  
8 sept (2007) n'est peut-être pas une analyse  
9 adéquate pour deux mille dix-huit (2018), dix-neuf  
10 (2019). Et que c'est le temps de revenir et  
11 repenser à la situation.

12 Q. **[66]** C'est parfait. On s'entend. Voilà! Ça fait le  
13 tour de mes questions. Merci beaucoup. Merci à vous  
14 deux.

15 Me ÉRIC FRASER :

16 Monsieur le Président...

17 LE PRÉSIDENT :

18 Oui.

19 Me ÉRIC FRASER :

20 ... je m'excuse, avec votre permission, j'aurais  
21 peut-être deux autres questions que je viens de  
22 réaliser que j'ai oubliées.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Allez-y!

25

1 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

2 Je n'abuse jamais trop de mon temps de contre-  
3 interrogatoire de toute façon.

4 Q. **[67]** Petite question. Le marché de New York, vous  
5 en avez discuté un peu, c'est un marché que vous  
6 connaissez un peu?

7 M. PHILIP RAPHALS :

8 R. Oui.

9 Q. **[68]** On s'entend que le marché de New York, c'est  
10 un marché qui est liquide?

11 R. Oui.

12 Q. **[69]** C'est un marché qui est concurrentiel?

13 R. Oui.

14 Q. **[70]** C'est également un marché sur lequel HQD  
15 intervient pour faire certains achats?

16 R. Oui.

17 Q. **[71]** Et HQP?

18 R. Oui.

19 Q. **[72]** O.K. Et je comprends de votre témoignage que  
20 vous contestez ou vous remettez en question, dans  
21 le fond, lorsque le Distributeur constate que son  
22 marché à lui n'est pas liquide ou a peu de  
23 profondeur et qu'il fait une transaction et il se  
24 fait offrir une transaction par HQP, le fait qu'il  
25 se compare au marché le plus concurrentiel et le

1 plus liquide limitrophe n'est pas suffisant?

2 R. Je n'ai pas dit que c'est le marché le plus  
3 concurrentiel et le plus liquide. En fait, il  
4 posait des questions sur New York.

5 Q. **[73]** Oui. En fait le marché.

6 R. Il y a aussi un marché de l'Ontario qui est souvent  
7 à prix moins élevé que New York. Et vous avez  
8 peut-être des raisons. Il n'y a pas des discussions  
9 en preuve. Donc, je ne veux pas mettre des mots  
10 dans votre bouche sur les raisons. Mais c'est aussi  
11 une question intéressante le rôle du marché de  
12 l'Ontario dans le...

13 (10 h 25)

14 Q. **[74]** Mais la comparaison avec un prix de marché  
15 concurrentiel ne vous apparaît pas suffisante, et  
16 il faudrait à ce moment-là fixer un prix de manière  
17 réglementaire. C'est un petit peu ça le sens de ma  
18 question, là. Le Distributeur constate qu'il n'a  
19 pas de marché, il se compare à un marché  
20 concurrentiel liquide, et pour vous ce n'est pas  
21 suffisant.

22 R. Je ne pense pas que c'est ça qui est prévu ni par  
23 la loi, ni par les décisions de la Régie. On aurait  
24 pu dire que...

25 Q. **[75]** Mais ce n'est pas ma question.

1 R. Oui.

2 Q. **[76]** Je constate que selon vous, ce n'est pas  
3 suffisant lorsque le Distributeur fait une  
4 transaction qu'il a le droit de faire, qu'il  
5 constate que son marché n'a pas de profondeur, et  
6 que pour s'assurer de la justesse de cette  
7 transaction-là, qu'il se compare à un marché  
8 concurrentiel et liquide, selon vous cela n'est pas  
9 suffisant. Oui ou non?

10 R. Non. Ce n'est pas suffisant.

11 Q. **[77]** Parfait. Je vous remercie. Vous revenez sur la  
12 question de l'entente cadre. Je voudrais savoir si,  
13 avant de faire vos recommandations, vous avez pris  
14 ou repris connaissance de la décision D-2016-033 de  
15 la Régie, qui est revenue tout récemment sur  
16 l'interprétation de l'entente cadre. Est-ce que  
17 c'est un exercice que vous avez fait?

18 R. Non, je ne l'ai pas relue.

19 Q. **[78]** Vous ne l'avez pas fait. Lorsque vous parlez  
20 d'indicateurs - c'est ma troisième question,  
21 Monsieur le Président - est-ce que je dois  
22 comprendre... Est-ce que vous faites un exercice de  
23 normalisation pour retrancher de votre indicateur,  
24 qui est assez brut, les éléments climatiques ou les  
25 événements exceptionnels? Des transactions de

1 nature exceptionnelle?

2 R. Comme j'ai répondu à maître Rozon, les événements  
3 météorologiques font partie de l'histoire de  
4 l'année dont on regarde les conséquences. Donc...

5 Q. **[79]** Feraient partie d'un jugement ex post sur...

6 R. Mais, ils font partie du contexte de chaque heure.  
7 Il y a une température, il y a... Mais je ne vois  
8 pas la pertinence d'essayer d'interpréter l'année  
9 dernière en fonction des événements. Si c'est ça  
10 le...

11 Q. **[80]** Vous ne voyez pas cette pertinence-là, non? Un  
12 aléa climatique de décembre, là, sachant que  
13 décembre peut être très chaud et décembre peut être  
14 très froid, ne vous apparaît pas un élément  
15 pertinent dans un exercice d'indicateur ou  
16 d'interprétation d'indicateur ex post?

17 R. Mais je pense, d'abord, qu'effectivement, c'est  
18 précisément cette incertitude sur le restant de  
19 l'année, et non seulement le restant de l'année au  
20 niveau climatique. C'est cette incertitude-là qui  
21 crée tout le contexte qui mène à ces  
22 problématiques.

23 Maintenant, si... Disons que si on fait  
24 l'indicateur pendant quatre ans, et une année le  
25 chiffre est très élevé. Alors, prochaine question

1 c'est pourquoi. Ici, la raison pourquoi, c'est  
2 parce qu'il y a eu, justement, des températures  
3 terriblement froides en novembre et décembre. Mais  
4 ça l'explique.

5 Alors, c'est au moment de regarder l'année  
6 dernière qu'on peut effectivement se poser la  
7 question de pourquoi l'année est développée, est  
8 passée comme elle est passée. Mais ça n'enlève pas,  
9 à mon avis, l'importance d'avoir un indicateur  
10 clair et précis sur les conséquences financières  
11 des décisions prises.

12 Q. [81] Parfait, je vous remercie. Je n'ai plus de  
13 questions, Monsieur le Président.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Vous n'avez pas une quatrième de deux?

16 Me ÉRIC FRASER :

17 Non, je...

18 LE PRÉSIDENT :

19 Donc, Messieurs, merci beaucoup. Vous êtes libérés.  
20 Et nous allons prendre une pause, et au retour nous  
21 entendrons la preuve de l'ACEF de Québec. Alors un  
22 petit quinze minutes (15 min)? Moins quart. C'est  
23 ça.

24 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

1 REPRISE DE L'AUDIENCE

2 (10 h 50)

3 LE PRÉSIDENT :

4 Rebonjour. Alors, Maître Falardeau.

5

6 PREUVE ACEFQ

7

8 Me DENIS FALARDEAU :

9 Monsieur le Président, Madame et Monsieur les  
10 régisseurs, bonjour. Denis Falardeau pour l'ACEF de  
11 Québec. Avant de céder la parole à monsieur Paquin,  
12 notre témoin analyste, je voudrais remettre une  
13 version papier de la preuve et d'un tableau qui  
14 sont déjà déposés au dossier. Pour ce qui est de la  
15 preuve, c'est sous la cote 11. Et en ce qui  
16 concerne le tableau, il est déjà déposé sous la  
17 cote 19. C'est un tableau intitulé « Bilan en  
18 puissance modèle R-3986-2016 ». Et finalement  
19 simplement mentionner que monsieur Paquin, dans son  
20 affidavit déposé à la pièce 18, affirme qu'il a été  
21 le seul à faire la recherche et la rédaction des  
22 documents, l'analyse, et caetera, et caetera. Donc,  
23 nous en sommes, Monsieur le Président, à l'étape  
24 sacramentelle de l'assermentation.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Je demanderais à madame la greffière de remettre  
3 ses habits sacerdotaux.

4

5 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-sixième  
6 (26e) jour du mois de mai, A COMPARU :

7

8 PAUL PAQUIN, analyste en énergie, ayant une place  
9 d'affaires au 1685, croissant Séguin, Brossard  
10 (Québec);

11

12 LEQUEL, après avoir fait une affirmation  
13 solennelle, déposent et disent :

14

15 INTERROGÉ PAR Me DENIS FALARDEAU :

16 Q. **[82]** Allez-y, Monsieur Paquin!

17 R. Bonjour, Messieurs et Madame les régisseurs. En  
18 conformité avec la décision de la Régie, le mémoire  
19 de l'ACEF de Québec traite du critère de conception  
20 du réseau de transport et de la contribution en  
21 puissance des marchés de court terme. Concernant le  
22 critère de conception du réseau de transport, je  
23 vais faire un bref résumé de la preuve en ajoutant  
24 quelques éléments qui viennent compléter le  
25 dossier.

1 Et concernant la contribution en puissance  
2 des marchés de court terme, je m'en remets à la  
3 preuve déjà présentée, en ajoutant uniquement une  
4 comparaison de la présentation du bilan en  
5 puissance du dossier actuel par rapport au dossier  
6 antérieur relativement à la contribution de marchés  
7 de court terme. C'est le tableau que vous avez  
8 reçu, qui vient d'être déposé.

9 Concernant le critère de conception du  
10 réseau de transport, selon l'ACEF de Québec, le  
11 critère de conception du réseau de transport  
12 proposé par le Distributeur, soit de pouvoir  
13 satisfaire les besoins de pointe du réseau plus  
14 quatre mille mégawatts (4000 MW), est plus sévère  
15 que celui qui est présenté dans le document du  
16 NPCC. En effet, le critère du Distributeur  
17 correspond à la prise en compte de deux écarts  
18 types de l'aléa global, soit deux écarts types pour  
19 l'aléa climatique et deux écarts types pour l'aléa  
20 de prévision de la demande.

21 Par contre, concernant l'évaluation de la  
22 fiabilité du système de transport en considérant  
23 les scénarios de demande en puissance extrême, le  
24 NPCC définit la condition extrême de la demande  
25 comme étant uniquement l'impact à la pointe d'une

1 condition de température extrême. Ainsi, en tenant  
2 compte uniquement de ce facteur et en se basant sur  
3 les valeurs de l'écart type thématique présenté par  
4 le Distributeur, le critère de conception du réseau  
5 de transport correspondant à deux écarts types  
6 climatiques impliquerait une augmentation des  
7 besoins de trois mille soixante mégawatts (3060 MW)  
8 pour deux mille seize-deux mille dix-sept (2016-  
9 2017).

10 Il est à souligner également que, selon la  
11 littérature, la probabilité d'occurrence d'une  
12 valeur supérieure à la moyenne plus deux écarts  
13 types est d'environ deux pour cent (2 %). Ce  
14 pourcentage est cohérent avec la probabilité de  
15 deux pour cent (2 %) relative au critère de gestion  
16 concernant l'état des réserves et de la fiabilité  
17 énergétique appliquée par Hydro-Québec Production.  
18 (10 h 55)

19 De plus, à titre indicatif, l'ACEF de  
20 Québec a présenté un historique de l'écart entre la  
21 pointe réelle et la pointe à condition normale sur  
22 la période deux mille un - deux mille quinze (2001-  
23 2015). L'écart maximal observé a été de mille huit  
24 cent soixante-quinze mégawatts (1875 MW) en février  
25 deux mille sept (2007). Selon l'ACEF de Québec, il

1 apparaît donc qu'un critère de conception  
2 correspondant à une augmentation des besoins de  
3 trois mille mégawatts (3000 MW), soit deux écarts  
4 types climatiques, respecterait les exigences du  
5 NPCC, serait adéquat, avec une probabilité de  
6 dépassement de deux pour cent (2 %), et serait  
7 sécuritaire, considérant l'historique deux mille  
8 onze (2011)... deux mille un, deux mille quinze  
9 (2001-2015).

10 Maintenant, pour les moyens de satisfaire  
11 ce critère. Concernant les moyens pour satisfaire  
12 l'augmentation de quatre mille mégawatts (4000 MW),  
13 l'ACEF de Québec, en utilisant certaines valeurs  
14 validées à l'audience du vingt-trois (23) mai,  
15 évalue que la contribution des contrats de RTA  
16 s'élève à mille deux cent trente-cinq mégawatts  
17 (1235 MW).

18 Étant donné que les besoins sont  
19 principalement au sud du Québec et que la  
20 production de RTA est au Saguenay, cette puissance  
21 supplémentaire de mille deux cent trente-cinq  
22 mégawatts (1235 MW) s'ajoute à la puissance déjà  
23 présente sur les réseaux de transport à la pointe  
24 afin de satisfaire les besoins supplémentaires.

25 Selon mon expérience en planification des

1 réseaux de transport, une telle augmentation de  
2 puissance nécessite un renforcement du réseau. Dans  
3 les faits, un tel renforcement a été nécessaire,  
4 puisqu'au dossier 3550-2004 il a été mentionné  
5 qu'il faut ajouter mille cent mégawatts (1100 MW)  
6 de compensation shunt pour satisfaire l'exigence du  
7 Distributeur.

8 Un tel ajout n'est pas gratuit. Ainsi, en  
9 me basant sur une estimation récente du  
10 Transporteur concernant l'ajout de condensateurs  
11 shunt, l'ACEF de Québec évalue cet ajout de mille  
12 six cents mégawatts (1600 MW) à près de cent  
13 millions de dollars (100 M\$), ce qui est loin  
14 d'être négligeable.

15 Ainsi, selon l'ACEF de Québec, ces  
16 considérations sont suffisantes pour recommander à  
17 la Régie de ne pas retenir le critère de conception  
18 des réseaux de transport correspondant à une  
19 augmentation des besoins de pointe de quatre mille  
20 mégawatts (4000 MW).

21 L'intervenante recommande plutôt une valeur  
22 de trois mille mégawatts (3000 MW), ce qui respecte  
23 les exigences du NPCC, évite une augmentation de  
24 transit sur les réseaux de transport, et évite donc  
25 les coûts qui y sont associés ; serait adéquat avec

1 une probabilité de dépassement de deux pour cent  
2 (2 %) ; et serait sécuritaire, considérant  
3 l'historique deux mille un, deux mille quinze  
4 (2001-2015).

5 Maintenant nous allons passer à  
6 contribution et puissance de marché court terme.  
7 Alors comme je l'ai dit, je m'en remets à ce qui a  
8 été en preuve dans les mémoires, mais cependant  
9 permettez-moi de vous présenter l'impact de cette  
10 contribution sur le bilan en puissance.

11 À cet effet, nous avons déposé un document  
12 qui présente deux tableaux. Le premier tableau, le  
13 tableau 7, c'est une reproduction du tableau  
14 présenté par le Distributeur, la référence B-0006,  
15 page 19. Ce qu'on remarque, c'est que ça indique  
16 une puissance additionnelle requise.

17 Par contre, si on regarde le deuxième  
18 tableau, pour celui-là j'utilise le même modèle que  
19 celui qui avait été utilisé dans les plans  
20 antérieurs, et la principale différence est en  
21 jaune, où on voit qu'on inclut... On avait... À ce  
22 moment-là on indiquait la contribution des marchés  
23 court terme. Et pour les fins de mon évaluation,  
24 j'ai utilisé une puissance de deux mille mégawatts  
25 (2000 MW). Cette valeur, c'est une valeur qui est

1 considérée conservatrice par la FCEI dans son  
2 mémoire.

3 En ce qui me concerne, nous, comme vous  
4 avez pu lire notre recommandation, nous ne  
5 recommandons pas de valeur précise. Mais on peut  
6 constater de ça qu'une puissance additionnelle...  
7 qu'aucune puissance additionnelle n'est requise sur  
8 l'horizon du plan. On peut même se demander si le  
9 dernier contrat de puissance de cinq cents  
10 mégawatts (500 MW) conclu avec le Producteur était  
11 vraiment nécessaire.

12 On voit donc qu'il est primordial de ne pas  
13 sous-estimer la contribution en puissance des  
14 marchés court terme, car l'impact est majeur sur le  
15 plan des approvisionnements.

16 Ainsi, l'ACEF de Québec maintient la  
17 conclusion énoncée dans son mémoire à l'effet que  
18 le Distributeur n'a pas démontré qu'il a pris des  
19 initiatives pour augmenter la contribution des  
20 marchés de court terme, notamment le marché  
21 québécois.

22 En conséquence, elle recommande à la Régie  
23 de réitérer sa demande mentionnée dans sa décision  
24 antérieure relative au dernier plan  
25 d'approvisionnement, soit que le Distributeur

1           poursuive ses travaux afin d'augmenter la valeur de  
2           cette contribution, puisque le potentiel pourrait  
3           être plus important que mille cinq cents mégawatts  
4           (1500 MW).

5                       Ça termine ma présentation, alors je vous  
6           remercie de votre attention.

7           (11 h)

8           Me DENIS FALARDEAU :

9           Monsieur Paquin est disponible pour les contre-  
10          interrogatoires.

11          LE PRÉSIDENT :

12          Merci, Maître Falardeau, merci, Monsieur Paquin.

13          Maître Therriault? Non. Maître Gertler? Maître  
14          Sicard?

15          Me HÉLÈNE SICARD :

16          Pas de questions.

17          LE PRÉSIDENT :

18          Maître Neuman? J'ai fait le tour, je pense, enfin,  
19          de ceux qui sont présents.

20          Me DOMINIQUE NEUMAN :

21          Non, je n'aurai pas de questions.

22          LE PRÉSIDENT :

23          Maître Fortin n'est pas là. Moi, j'ai une seule  
24          question, Monsieur Paquin.

25

1 INTERROGÉ PAR LA FORMATION :

2 LE PRÉSIDENT :

3 Q. **[83]** Dans votre tableau que vous avez produit, la  
4 zone jaune, là, pourquoi avez-vous mis deux mille  
5 mégawatts (2000 MW) de contribution de marchés de  
6 court terme, c'est votre perspective?

7 M. PAUL PAQUIN :

8 R. Dans le sens qu'on est, je suis en accord avec la  
9 proposition de la FCEI à l'effet que ça devrait  
10 être un minimum, en considérant les valeurs qui  
11 sont disponibles sur le marché, ça nous apparaît  
12 comme étant un minimum, d'après moi, même, ça  
13 pourrait être plus élevé, mais juste à titre  
14 illustratif, j'ai indiqué quels seraient les  
15 résultats si on prenait en considération une  
16 contribution de deux mille mégawatts (2000 MW).

17 LE PRÉSIDENT :

18 O.K., merci. Je n'ai pas d'autres questions, donc  
19 merci beaucoup, Monsieur Paquin, vous êtes libéré,  
20 à moins que vous ayez un réinterrogatoire?

21 Me DENIS FALARDEAU :

22 Non.

23

24

25

1 PREUVE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE  
2 INDÉPENDANTE (FCEI)  
3  
4 Me JEAN-PHILIPPE THERRIAULT :  
5 Bonjour, Monsieur le Président, Madame la  
6 régisseur, Monsieur le régisseur. Jean-Philippe  
7 Therriault, pour la FCEI. Je vous présente nos deux  
8 témoins : monsieur Antoine Gosselin et monsieur  
9 Marcel Paul Raymond. Monsieur le Président, Madame  
10 la greffière, les témoins sont prêts à être  
11 assermentés.  
12  
13 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-sixième  
14 (26e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :  
15  
16 MARCEL PAUL RAYMOND, consultant en énergie, 2200,  
17 rue Harriet-Quimby, suite 110, Ville-Saint-Laurent,  
18 (Québec) :  
19  
20 ANTOINE GOSSELIN, économiste, 1039, rue de Dijon,  
21 Québec (Québec) ;  
22  
23 LESQUELS, après avoir fait une affirmation  
24 solennelle, déposent et disent :  
25

1 INTERROGÉS PAR Me JEAN-PHILIPPE THERRIAULT :  
2 Merci beaucoup, Madame la greffière. Je vais  
3 commencer par procéder au dépôt des affirmations  
4 solennelles des deux témoins, respectivement sous  
5 les pièce C-FCEI-0014 et 0015, et voici, Madame la  
6 greffière.

7

8 C-FCEI-0014 : Affirmation solennelle de M.  
9 Marcel Paul Raymond

10

11 C-FCEI-0015 : Affirmation solennelle de M.  
12 Antoine Gosselin

13

14 Je vais également déposer la présentation  
15 PowerPoint des témoins, sous la cote C-FCEI-0016;  
16 voici les copies.

17

18 C-FCEI-0016 : Présentation PowerPoint des  
19 témoins de la FCEI

20

21 Q. **[84]** Monsieur Gosselin, avez-vous participé à la  
22 rédaction du mémoire de la FCEI, déposé sous la C-  
23 FCEI-0009, et de la présentation PowerPoint,  
24 lesquels représentent la position de la FCEI?

25

1 M. ANTOINE GOSSELIN :

2 R. Oui.

3 Q. **[85]** Est-ce que vous les adoptez pour valoir comme  
4 votre témoignage écrit en l'instance?

5 R. Oui.

6 Q. **[86]** Merci. Monsieur Raymond, avez-vous participé à  
7 la rédaction du mémoire de la FCEI, déposé sous la  
8 cote C-FCEI-0009, et de la présentation PowerPoint,  
9 lesquels représentent la position de la FCEI?

10 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

11 R. Oui.

12 Q. **[87]** Est-ce que vous les adoptez pour valoir comme  
13 votre témoignage en la présente instance?

14 R. Oui.

15 Q. **[88]** Avez-vous des corrections à apporter à ces  
16 documents?

17 R. Oui. Au niveau du document C-FCEI-0009, qui est le  
18 mémoire ou la preuve de la FCEI, on va à la page 6,  
19 à la deuxième ligne, il y a un montant de cent  
20 vingt mille millions de dollars (120 000 M\$), alors  
21 ça devrait être cent vingt millions de dollars  
22 (120 M\$). À la page 10, il y a un tableau, le  
23 tableau 2, la dernière ligne du tableau s'intitule  
24 présentement « I. Puissance additionnelle requise  
25 (FCEI) », or il y a une inversion de signes, là,

1 devrait plutôt se lire, cette ligne-là, « I.

2 Surplus de puissance (FCEI) ».

3 (11 h 05)

4           Finalement, la troisième à la page 21, à la  
5 dernière ligne, on a la note de bas de page numéro  
6 54 qui est incomplète. Alors, pour la compléter, on  
7 devrait voir « Page 26, réponse 10.6 ».

8 Q. **[89]** C'est tout?

9 R. C'est tout.

10 Q. **[90]** Merci beaucoup. Donc, Monsieur le Président,  
11 je cède la parole aux témoins.

12 M. ANTOINE GOSSELIN :

13 R. Bonjour Monsieur le Président, Madame, Monsieur les  
14 Régisseurs. Alors, c'est moi qui vais parler en  
15 premier aujourd'hui mais ce n'est pas moi qui vais  
16 parler le plus. On va aborder trois sujets au cours  
17 de la présentation. Le premier, c'est les  
18 approvisionnements additionnels requis puis  
19 l'information qui est disponible aussi au niveau  
20 des surplus d'énergie. Le deuxième c'est la  
21 contribution des marchés de court terme en  
22 puissance et le troisième c'est les achats  
23 d'énergie de court terme.

24           Évidemment, pour tous les autres sujets qui  
25 ne sont pas couverts par la présentation, on réfère

1 à la preuve écrite et puis les conclusions qui sont  
2 là demeurent.

3           Donc, ici ce qu'on a reproduit dans la  
4 présentation c'est simplement un graphique qui vise  
5 à illustrer un peu pourquoi on pense que c'est  
6 important que le Distributeur fournisse plus  
7 d'information sur la totalité de son profil  
8 d'énergie additionnelle requise, les besoins  
9 additionnels requis mais aussi les surplus là où il  
10 y a surplus.

11           Donc, sur la figure on peut voir la zone  
12 ici qui s'appelle AAR, donc approvisionnements  
13 additionnels requis. Essentiellement, ça, ça  
14 correspond à ce que le Distributeur nous montre  
15 dans le dossier. Donc, on voit cette petite partie  
16 là mais tout le reste, tout le profil des  
17 approvisionnements en deçà des capacités de pointe,  
18 on ne sait pas de quoi il a l'air.

19           Alors, il pourrait avoir l'air de la courbe  
20 bleue mais il pourrait aussi avoir l'air de la  
21 courbe dorée. Puis c'est important de savoir dans  
22 lequel de ces deux cas de figure là on se trouve,  
23 ou n'importe quel autre cas de figure, parce que ça  
24 a une incidence importante sur toutes sortes de  
25 décisions que la Régie peut être amenée à rendre.

1 Et je vous donne quelques exemples.

2 D'abord, pour ce qui est de tous les  
3 programmes de gestion de la demande en puissance,  
4 c'est sûr que si on se trouve dans une situation où  
5 on fait face à la courbe dorée, par exemple, bien,  
6 on sait que si on a une augmentation de la demande,  
7 bien, on va se ramasser beaucoup plus vite dans une  
8 situation où les achats, où les besoins  
9 d'approvisionnements vont couvrir un nombre  
10 d'heures beaucoup plus important que si on est face  
11 à la courbe bleue.

12 Donc, ça nous permet d'anticiper ce qui  
13 vient et ça permet de prendre des meilleures  
14 décisions au niveau de « Bien, est-ce que j'ai  
15 besoin d'aller me chercher des moyens de gestion de  
16 la demande en puissance qui vont couvrir seulement  
17 une centaine, deux cents (200) heures ou j'ai  
18 besoin de moyens qui vont me permettre de couvrir  
19 un millier (1000) d'heures ou deux milliers (2000)  
20 d'heures.

21 Une illustration de ça, par exemple, c'est  
22 la biénergie. Présentement, on a un programme de  
23 biénergie qui couvre plusieurs centaines d'heures  
24 d'interruption. Le Distributeur est supposé revenir  
25 avec une proposition par rapport à ça donc là, on

1 ne sait pas encore ce qui sera présenté mais si par  
2 exemple il vient avec une proposition qui dit  
3 « Bien, on va réduire beaucoup le nombre d'heures  
4 d'interruption parce qu'on va faire de la  
5 télécommande puis on va télécommander peut-être  
6 cent cinquante (150), deux cents (200) heures par  
7 année au lieu de cinq ou six cents (500-600) bien,  
8 évidemment, ça va avoir un impact sur cette courbe-  
9 là puis ça pourrait vouloir dire, par exemple, que,  
10 bien, on va se retrouver dans une situation où on  
11 va devoir faire des achats de court terme sur la  
12 portion où, finalement, on n'aura plus  
13 d'interruption.

14 Alors, pour rendre une décision éclairée  
15 sur la proposition qui sera faite à ce niveau-là,  
16 bien, je pense que c'est important d'avoir cette  
17 information-là puis la situation pourrait être à  
18 l'inverse, peut-être que le Distributeur va venir  
19 vous voir puis va maintenir un peu sa position  
20 traditionnelle qui est de dire « Non, non, la  
21 biénergie on ne touche pas à ça », puis on continue  
22 à interrompre à partir de moins douze (-12), les  
23 jours fériés, la nuit, les fins de semaine.

24 Bien, en ayant une courbe comme ça, ça peut  
25 également vous permettre d'apprécier un petit peu

1 plus une proposition comme ça puis de dire, bien,  
2 quand je regarde la courbe par exemple, si je suis  
3 dans le cas de la courbe bleue, bien, de dire,  
4 bien, tu n'as pas besoin d'interrompre tant que ça  
5 les clients à la biénergie.

6 (11 h 10)

7 La même logique s'applique, évidemment, à  
8 tout ce qui est susceptible d'affecter le profil de  
9 besoin mais en particulier les programmes  
10 commerciaux. Le Distributeur, il propose  
11 présentement à la Régie le programme de conversion  
12 du mazout. Alors, le fait d'avoir cette  
13 information-là, ça peut permettre de porter un  
14 jugement aussi sur les coûts évités, par exemple,  
15 ou l'analyse de rentabilité qui est présentée à la  
16 Régie.

17 Donc, si on vous dit, bien, approvisionner  
18 ces clients-là en énergie, ça va coûter le coût du  
19 patrimonial, bien ça peut être affecté par cette  
20 courbe-là et tout le profil des besoins par rapport  
21 aux ressources. Donc, tout ça pour vous dire que,  
22 selon nous, c'est une information qui est tout à  
23 fait pertinente et qui serait utile à la Régie.

24 Par ailleurs, c'est une information qui est  
25 disponible et qui est très facile à mettre en

1 preuve, je vous sou mets. On regardait, dans le  
2 contre-interrogatoire de maître Turmel, le fichier  
3 Excel qui est la pièce B-0005 où on avait un onglet  
4 qui était l'onglet GD-29 et on avait  
5 essentiellement une colonne ou plusieurs colonnes  
6 où on avait, pour différentes années, les heures où  
7 il y avait un besoin additionnel. Et après ça, on  
8 nous montrait des zéro parce qu'il n'y a pas de  
9 besoin additionnel.

10 Pour avoir ces courbes-là, essentiellement,  
11 il s'agit de remplacer des zéro par des nombres  
12 négatifs, là. Donc, ça ne rajoute pas de lourdeur  
13 dans la preuve et c'est facile à produire pour le  
14 Distributeur. Alors, sur ce, je cède la parole à  
15 monsieur Raymond.

16 M. MARCEL-PAUL RAYMOND :

17 R. Merci. Bonjour, Madame, Messieurs. Les deux  
18 derniers sujets que je vais couvrir, donc la  
19 contribution des marchés de court terme en  
20 puissance. On peut se poser premièrement la  
21 question : pourquoi on veut insister sur ce sujet-  
22 là? On pourrait penser qu'il n'y a pas d'appel  
23 d'offres qui, dans les trois prochaines années, il  
24 n'y a pas d'approvisionnement requis, je suis  
25 toujours dans le cas déterministe qu'on a devant

1 nous.

2 Mais, souvenons-nous, dans un passé pas  
3 tellement lointain, qu'on était ici il y a trois  
4 ans puis on n'avait pas de besoin, on n'avait pas  
5 de besoin qui s'en venait plus qu'il faut, puis on  
6 a eu, pas longtemps après, même quelques mois  
7 après, un dossier, le même dossier  
8 d'approvisionnement sur des appels d'offres de  
9 mille mégawatts (1000 MW) qui, heureusement, ont  
10 été réduits à cinq cents (500).

11 Et aussi, pas tellement longtemps après, on  
12 a eu un autre dossier sur la puissance de la  
13 centrale TCE, une puissance, si je me souviens  
14 bien, de cinq cent soixante-dix mégawatts (570 MW).  
15 Alors, même si aujourd'hui on ne voit pas de  
16 besoin, bien ça ne veut pas dire que dans les  
17 prochaines trois années il n'y en aura pas. Et  
18 toujours ces besoins-là sont basés en grande partie  
19 sur l'hypothèse de la contribution de marchés de  
20 court terme en puissance, un peu comme monsieur  
21 Paquin l'a montré un peu tantôt.

22 Donc, cette hypothèse-là est très  
23 importante et elle... on peut penser que quand la  
24 Régie prend cette décision-là, bien cette décision-  
25 là porte sur les trois prochaines années.

1                   On va vous parler du critère de fiabilité  
2 de NPCC dans la suffisance des ressources qu'on  
3 appelle en anglais the Adequacy Resource. C'est pas  
4 le même critère dont parlait monsieur Paquin  
5 tantôt, donc un petit peu différent, donc juste  
6 pour se situer.

7                   Et pourquoi on veut vous parler de ça?  
8 Bien, c'est qu'il y a eu certaines affirmations  
9 faites par le Distributeur au cours de l'audience  
10 qu'on va regarder après une par une, mais avant de  
11 commencer, on voulait mettre la table et vraiment  
12 se souvenir de ce qui était vraiment le critère de  
13 fiabilité du NPCC en termes de suffisance des  
14 ressources.

15                   La seule raison pourquoi il y a une phrase  
16 en rouge, là, c'est que je voulais séparer les  
17 phrases, il n'y a pas d'emphase particulière. Je  
18 voulais regarder chaque phrase séparément.  
19 Commençons par la première :

20                   The probability (or risk) of  
21 disconnecting firm load due to  
22 resource deficiencies shall be, on  
23 average, not more than one day in ten  
24 years as determined by studies  
25 conducted for each Resource Planning

1 and Planning Coordinator Area.

2 On reviendra tantôt sur la partie soulignée que  
3 j'avais précisée. Deuxième phrase :

4 Compliance with this criterion shall  
5 be evaluated probabilistically, such  
6 that the loss of load expectation  
7 (LOLE) of disconnecting firm load due  
8 to resource deficiencies shall be, on  
9 average, no more than 0.1 day per  
10 year.

11 Alors, première remarque, sur le zéro point un  
12 (0.1) jour par année. Monsieur Zayat a mentionné  
13 deux notions, cette notion-ci, mais aussi il a dit  
14 « un événement sur dix (10) ans » alors c'est  
15 vraiment pas un événement sur dix (10) ans, là.  
16 Quand on fait des... quand on fait ces analyses  
17 probabilistiques là, certains cas nous donnent  
18 plusieurs événements dont la somme moyenne de tous  
19 nos cas donne zéro point un (0.1) jour par année  
20 quand on est en situation d'équilibre. O.K. ou zéro  
21 point un jour fois vingt-quatre (24) heures, ça  
22 donne dix pour cent (10 %) de vingt-quatre (24)  
23 heures, deux point quatre heures (2.4 h) par année.  
24 C'est le critère retenu par tous les réseaux qui  
25 sont voisins du Québec. Donc, on dit, on accepte,

1 quand on planifie nos réseaux, on accepte une  
2 défaillance, insuffisance de ressources de deux  
3 point quatre heures (2.4 h) par année. Troisième  
4 phrase :  
5 (11 h 15)

6 This evaluation shall make due  
7 allowance for demand uncertainty,  
8 scheduled outages and deratings,  
9 forced outages and deratings,  
10 assistance over interconnections with  
11 neighboring Planning Coordinator  
12 Areas, transmission transfer  
13 capabilities, and capacity and/or load  
14 relief from available operating  
15 procedures.

16 Alors, il y a plusieurs choses qu'on a soulignées  
17 là-dedans. « Due allowance », ça veut dire qu'on  
18 doit tenir compte de la façon correcte de  
19 l'incertitude de la demande. Ça, on le voit bien.  
20 « Schedule outages and deratings », bien, si on  
21 connaît déjà d'avance qu'il y aura des  
22 indisponibilités d'équipements, soit de groupe de  
23 production ou de ligne, elles seront prises en  
24 compte dans ces évaluations-là qui sont faites par  
25 tous ces... par le Québec, mais aussi par tous les

1 réseaux qui procèdent sensiblement de la même  
2 façon.

3           Ensuite, on dit « deratings ».  
4 « Deratings », ça veut dire soit que certains  
5 éléments de production ont des restrictions. Par  
6 exemple, un groupe de production de cent mégawatts  
7 (100 MW), pour des raisons quelconques  
8 d'appareillage, on ne peut pas produire plus que  
9 quatre-vingts (80 MW). Par exemple, d'autres types  
10 de « deratings » au Québec surtout, c'est en  
11 fonction des contraintes hydrauliques. Donc, il y a  
12 certaines contraintes hydrauliques qui nous  
13 empêchent, parce que soit par le contenu d'un  
14 réservoir qui ne nous permet pas une hauteur de  
15 chute suffisante. Ou encore, exemple, la centrale  
16 de Beauharnois près d'ici, bien, il y a une  
17 couverture de glace qui nous empêcherait de  
18 produire au maximum. Donc, « deratings » c'est ça  
19 que ça veut dire. Ensuite, « forced outages and  
20 deratings », c'est la même chose, sauf que c'est  
21 des choses qui peuvent... qu'on ne connaît pas  
22 d'avance. Donc, dans les modèles de simulation, on  
23 va simuler des pannes et des restrictions.

24           Celui qui nous intéresse un peu plus, c'est  
25 « assistance over interconnections with neighboring

1 Planning Coordinator Areas ». Et je vais en parler  
2 plus longuement. Donc, c'est vraiment de tenir  
3 compte de la valeur qu'on a d'être interconnecté  
4 avec quelqu'un. O.K. La valeur qu'on a d'être  
5 interconnecté avec un autre réseau,  
6 intrinsèquement, ça nous donne déjà une puissance  
7 disponible sans pratiquement ne rien faire, sauf  
8 que d'avoir construit la ligne. Alors, on reviendra  
9 là-dessus.

10 « Transmission transfer capabilities »,  
11 bien, c'est sûr que si le marché de New York a une  
12 marge de puissance, pour l'hiver dernier, par  
13 exemple, de huit mille mégawatts (8000 MW), mais  
14 qu'on a seulement une capacité de transfert de  
15 mille cent mégawatts (1100 MW), bien, ça affecte  
16 évidemment l'accès qu'on a à ce marché-là.

17 « And capacity and/or load relief from  
18 available operating procedures », par exemple,  
19 « operating procedures », bien, c'est qu'au Québec,  
20 à partir d'un certain temps, on va abaisser notre  
21 réserve d'exploitation, on va faire un abaissement  
22 de tension et, ensuite, on va faire un appel au  
23 public. Évidemment, ici, dans la preuve du  
24 Distributeur, il n'y a aucune « due allowance »  
25 faite pour l'appel au public. Mais ce n'est pas le



1 bilan de puissance les  
2 approvisionnements ne comportant pas  
3 de garantie de puissance, comme par  
4 exemple les petites centrales  
5 hydrauliques ou l'électricité  
6 interruptible, une réserve doit être  
7 ajoutée. Cette réserve est calculée  
8 entre autres selon les historiques de  
9 production, de pannes, ou encore les  
10 modalités de programmes.

11 Par exemple, dans le cas de l'électricité  
12 interruptible, le Distributeur a simulé séparément  
13 les modalités de l'interruptible, et caetera, et il  
14 est venu à la conclusion que, pour mille mégawatts  
15 (1000 MW) d'interruptible, ça avait une valeur de  
16 huit cent cinquante mégawatts (850 MW) à inscrire  
17 au bilan. Donc, il a inscrit au bilan mille  
18 mégawatts (1000 MW) d'interruptible, mais il a mis  
19 sur la ligne réserve requise cent cinquante  
20 mégawatts (150 MW).

21 Donc, si on dit, la valeur en puissance de  
22 l'interruptible, on dit, c'est huit cent cinquante  
23 mégawatts (850 MW) qu'on pourrait inscrire à un  
24 bilan, soit l'inscrire à huit cent cinquante  
25 (850 MW) ou mille (1000 MW) moins cent cinquante

1 (150 MW), ça revient au même. C'est la notion qu'on  
2 appelle de puissance pure ou la puissance, ou en  
3 anglais, la puissance perfect, la puissance  
4 parfaite, comme on verra tantôt.

5 (11 h 20)

6 Donc, ça c'est pour tous les moyens, on  
7 peut faire ça. On pourrait... On l'a fait dans le  
8 passé, mais maintenant c'est le Producteur, mais on  
9 l'a fait dans le passé, exemple, aussi pour la  
10 production éolienne. O.K.? On sait que son...

11 L'étude d'Hydro-Québec Distribution dit que si on  
12 avait trois mille mégawatts (3000 MW) de production  
13 éolienne, selon certaines hypothèses de vent, bien,  
14 en puissance, ça vaut trente pour cent (30 %). Ça  
15 vaut neuf cents mégawatts (900 MW). Cette étude-là  
16 a été faite.

17 Donc, le neuf cents mégawatts (900 MW) peut  
18 être inscrit dans un bilan de puissance avec la  
19 même fiabilité que quelque chose qui serait un  
20 contrat garanti de neuf cents mégawatts (900 MW),  
21 dans mon exemple. Alors c'est ce que ça ça veut  
22 dire. Ça veut dire que n'importe quel moyen à la  
23 disposition d'une zone de contrôle, ou du  
24 Distributeur, qui offre une possibilité de nous  
25 donner quelque chose, mais en autant qu'on la

1 calcule comme il faut, on peut la mettre dans le  
2 bilan. Même si elle ne fait pas l'objet d'un  
3 contrat garanti. Et cette discussion-là aussi, vous  
4 la trouvez dans notre preuve, là, aux pages 12 à  
5 16.

6 L'autre chose que le critère de fiabilité  
7 ne demande pas, ou n'est pas : la fiabilité des  
8 approvisionnements ne doit pas être mise à risque.  
9 Les conséquences sur la clientèle pourraient être  
10 importantes en période de pointe hivernale. Alors  
11 j'ai une mauvaise nouvelle, là : il y en a du  
12 risque. O.K.? Ce n'est pas vrai qu'on n'est pas à  
13 risque. Il y en a un risque, qui est défini et  
14 accepté par le critère, la même chose qu'on a vue  
15 tantôt : on average, no more than zero point one  
16 (0.1) day per year. Comme on a vu tantôt.

17 Donc, il y a un risque. On a un risque. On  
18 verra plus tard comment - et on l'a vécu dans le  
19 passé - mais on a un risque, au Québec, que si  
20 notre parc était équilibré - ce qu'il n'est pas -  
21 on aurait un risque de voir deux virgule quatre  
22 heures (2,4 h) par année où on aurait une  
23 défaillance. On verra tantôt que ce n'est pas  
24 chaque client qui le verrait, mais on... C'est, le  
25 réseau aurait un manque de puissance.

1                   Un exemple, maintenant, parlons d'une  
2                   notion qui apparaît dans, je vous dirais dans les  
3                   deux dernières décisions de la Régie, peut-être  
4                   même avant, les deux dernières décisions sur le  
5                   plan d'approvisionnement - donc le trois ans et le  
6                   six ans - la notion du partage de réserve. Et on  
7                   pensait donner un exemple pour illustrer un peu  
8                   cette notion-là.

9                   Prenons un exemple de... On peut prendre  
10                  n'importe quel exemple, mais une réserve requise de  
11                  l'hiver dernier, telle que présentée avant l'hiver.  
12                  O.K.? Avant l'hiver, le Distributeur est venu ici,  
13                  dans la cause... Bien, dans 3980, mais on a le  
14                  résultat ici à la pièce B-0029, qui est la réponse  
15                  aux demandes de renseignements de la Régie numéro  
16                  1. En annexe on a un certain nombre de suivis.

17                  Hydro-Québec Distribution a un bilan où on  
18                  montre qu'il y a une réserve requise de trois mille  
19                  cinq cent quatre-vingt-seize mégawatts (3596 MW).  
20                  Ça, ce que ça dit, c'est que dans la... Au niveau  
21                  Distributeur au Québec, pour rencontrer le critère  
22                  de fiabilité du NPCC qu'on a vu tantôt, il doit  
23                  conserver une réserve de trois mille cinq cent  
24                  quatre-vingt-seize mégawatts (3596 MW), étant donné  
25                  qu'il y a de l'interruptible, étant donné que, et

1 caetera. Étant donné son portefeuille de besoins.

2 Si on va voir la même démonstration des  
3 Maritimes - ici Maritimes ça comprend les  
4 Maritimes, donc pas seulement le Nouveau-Brunswick,  
5 là, dans mon exemple - alors la même démonstration  
6 qu'il a faite au NPCC en décembre deux mille seize  
7 (2016), nous dit qu'au niveau... Par exemple, je  
8 m'excuse, dans les Maritimes, la même réserve  
9 requise, toujours pour le même critère de deux  
10 point quatre heures (2.4 h) par année, est de mille  
11 vingt-cinq mégawatts (1025 MW).

12 Maintenant, la question qu'on se pose,  
13 prenons une situation hypothétique où le Québec, où  
14 Hydro-Québec achèterait le réseau du Nouveau-  
15 Brunswick ou des Maritimes. C'est une hypothèse  
16 hypothétique, mais à peine, parce qu'on sait qu'il  
17 y a déjà eu... Ça a déjà failli se faire, là.  
18 Alors... Il n'y a pas tellement longtemps.

19 Si on combinait les... Admettons qu'on  
20 oublie les frontières politiques, mais qu'il y a  
21 quand même... Regardons les frontières électriques.  
22 Et si on combinait les deux réserves requises de  
23 façon indépendante, qui sont indépendantes, O.K.,  
24 il y a une panne au Québec, n'affecte pas une panne  
25 au Nouveau-Brunswick. S'il y a des corrélations, ça

1 se fait quand même, là. Et sans considération, pour  
2 le moment, des limites de transport.

3 Alors qu'est-ce qu'on ferait, c'est qu'on  
4 regarderait, dans le fond, c'est comme deux  
5 situations indépendantes, et on applique le  
6 théorème de Pythagore, prenons comme si on avait un  
7 triangle, là, puis on calcule la diagonale. Alors  
8 c'est la racine carrée de trente-cinq quatre-vingt-  
9 seize (3596) au carré plus mille vingt-cinq (1025)  
10 au carré, puis ça ça nous donne trois mille sept  
11 cent trente-neuf mégawatts (3739 MW). Et non la  
12 somme des deux, qui serait quatre mille six cent  
13 vingt et un mégawatts (4621 MW). O.K.?

14 Alors au lieu de quatre mille six cent  
15 vingt et un (4621), on a trente-sept trente-neuf  
16 (3739), donc c'est comme si la combinaison des deux  
17 réseaux nous donne huit cent quatre-vingt-deux  
18 mégawatts (882 MW) de moins en besoins de réserve.  
19 O.K.? N'oublions pas ce qu'on a dit tantôt :  
20 indépendamment des surplus - là on est dans une  
21 situation où ces réseaux-là n'ont pas de surplus,  
22 ont leur réserve requise.

23 Donc, le fait de combiner deux zones,  
24 virtuellement, nous donne un besoin moindre total  
25 en termes de réserve. C'est la notion du partage de

1 réserve.

2 (11 h 25)

3 Maintenant, un document que nous avons  
4 déposé sous la cote C-FCEI-0013, que nous avons  
5 abondamment mentionné dans notre preuve écrite, et  
6 on a ici, à la page V de ce, ou 5 en chiffres  
7 romains de ce document, on a le tableau qui résume  
8 l'analyse qui a été faite dans ce document-là.

9 Et on voit que, bon, on voit, au Québec,  
10 que le Québec ici, j'ai résumé le Québec en vingt  
11 vingt (2020), après en reviendra... en deux mille  
12 vingt (2020), avec toutes les analyses qui ont été  
13 faites sur tous ces réseaux-là, et avec une  
14 participation, comme on l'a vu en audience, là,  
15 d'un représentant d'Hydro-Québec Distribution, ça  
16 dit que le « 3789 » qui est ici, ce que ça dit,  
17 c'est qu'au Québec, étant donné la situation de  
18 tous les réseaux prévus en deux mille vingt (2020),  
19 que chaque réseau a déclaré, pourrait compter sur  
20 un « Tie Benefits », qui, en français, on pourrait  
21 dire « partage de réserves », de trois mille sept  
22 cent quatre-vingt-un mégawatts (3781 MW).

23 En considérant que les réseaux ont un  
24 certain nombre de surplus, donc qu'ils sont plus  
25 fiables que le deux point quatre heures par année

1 (2,4 h/a), ont un certain nombre de surplus. Mais  
2 mettons qu'on dit : « Bien, ça se peut que ces  
3 surplus-là, ils les vendent à quelqu'un d'autre,  
4 alors ne comptons pas sur ces surplus-là », alors  
5 si on ne compte pas sur les surplus mais simplement  
6 sur le fait que ces réseaux, tous ces réseaux-là  
7 étaient à fiabilité requise, donc de deux point  
8 quatre heures par année (2,4 h/a), c'est le « At  
9 Criteria » qu'on voit ici de trois mille cinq cent  
10 quatre-vingt-douze (3592). Alors ça, ça veut dire  
11 que si tous les réseaux voisins ont un bilan de  
12 puissance équilibré, pas de surplus, on peut quand  
13 même, au Québec, compter sur trois mille cinq cent  
14 quatre-vingt-douze mégawatts (3592 MW) dans nos  
15 bilans de puissance juste du fait qu'on est  
16 interconnecté, et du principe que j'ai expliqué  
17 tantôt, c'est que la somme de toutes les marges, ou  
18 les réserves requises de tout ce monde-là, bien, ne  
19 sont pas nécessaires si tous ces réseaux-là sont  
20 interconnectés.

21 La note 4 qui est ici... bon, la note 6  
22 d'Ontario, dans notre preuve, on en a parlé, donc  
23 l'Ontario tient compte d'une certaine partie,  
24 dépendant de ses besoins, entre trois cents et  
25 treize cent cinquante (300 - 1350) sans

1 nécessairement avoir besoin de garantir cette  
2 puissance-là avec des contrats.

3 Même chose ici, la note 4 au niveau de  
4 Nouvelle-Angleterre, entre dix-huit quarante-sept  
5 et dix-neuf quatre-vingt-dix (1847 - 1990), la note  
6 4 que je vais vous lire dit :

7 These tie benefits values assumed by  
8 ISO New England for its resource  
9 adequacy studies are the non-firm  
10 emergency assistance from its directly  
11 interconnected external areas. The  
12 remaining transfer capabilities of the  
13 external ties can be used for capacity  
14 import purposes.

15 Alors ce que la Nouvelle-Angleterre nous dit, c'est  
16 que ces quantités-là, elle les met dans son bilan  
17 mais elle n'a pas à les raffermir.

18 Autre, ici, donc on dit, le trente-cinq  
19 quatre-vingt-douze (3592) est indépendant de  
20 surplus, de la présence de surplus chez nos  
21 voisins, donc il n'y a aucun lien entre ce trente-  
22 cinq quatre-vingt-douze (3592) là et ce que  
23 monsieur Zayat a dit hier, la mise au rancart de  
24 centrales aux États-Unis, O.K.? Alors si, aux  
25 États-Unis, on met des centrales au rancart, bien,

1 chaque réseau doit quand même démontrer qu'il est à  
2 l'équilibre, donc qu'il a suffisamment de  
3 ressources.

4 Et à titre d'exemple, au niveau de la  
5 Nouvelle-Angleterre sur la période 2017-2019, il y  
6 aura, la Nouvelle-Angleterre prévoit de mettre au  
7 rancart deux mille deux cent mégawatts (2200 MW),  
8 principalement une grosse centrale au charbon puis  
9 une centrale nucléaire. Mais, dans le même bilan,  
10 la Nouvelle-Angleterre prévoit deux mille neuf  
11 cents mégawatts (2900 MW), pour remplacer le deux  
12 mille deux cents (2200 MW), de nouvelle production,  
13 principalement au gaz.

14 Alors il ne faut pas regarder qu'est-ce qui  
15 a été mis au rancart puis il faut regarder,  
16 finalement, la ligne du bas, qui est le bilan,  
17 O.K.? Alors ici, même s'il y a des mises au  
18 rancart, le bilan de la Nouvelle-Angleterre est  
19 très équilibré, mais encore là, c'est surtout en  
20 été, ce qui fait qu'en hiver, il y a énormément de  
21 capacité disponible sur ces marchés-là parce que la  
22 Nouvelle-Angleterre et New York, notamment, sont  
23 des réseaux qui pointent en été. Donc il ne faut  
24 vraiment pas regarder les mises au rancart pour  
25 conclure sur ces, l'accès à ces quantités-là.

1                   Monsieur Lagrange nous a mentionné, en  
2                   contre-interrogatoire, ce qui existe déjà dans le  
3                   rapport, cette figure-là et ce n'est pas pour vous  
4                   confondre qu'on a coupé des bouts, là, c'est  
5                   simplement pour se concentrer sur la partie qui  
6                   nous... de nos voisins.

7                   Et ce qu'on voit... oui, ce qu'on voit là-  
8                   dedans, c'est un peu ce que je disais tantôt, nos  
9                   cinq voisins, et il faut savoir que chacun de ces  
10                  voisins-là a une réserve acquise. On se souvient  
11                  tantôt, les Maritimes, mille vingt-cinq (1025),  
12                  alors chacun en a une et, bon, chacun aussi a des  
13                  marges, des marges de surplus mais, comme j'ai dit  
14                  tantôt, on ne les comptera même pas, ces marges-là,  
15                  pour notre trente-cinq quatre-vingt-douze (3592).  
16                  (11 h 30)

17                  Et ce que ce groupe-là a fait, le CP-8, là,  
18                  dont on a le rapport et Hydro-Québec a participé,  
19                  Hydro-Québec Distribution c'est qu'elle a fait  
20                  comme si ces cinq zones là étaient une seule zone.  
21                  Si le Québec achetait tous ces, par exemple,  
22                  achetait tous ces réseaux-là mais en tenant compte  
23                  quand même qu'il y a des limites de transport ici,  
24                  il y a des limites de transport un peu partout,  
25                  alors c'est comme si ces limites de transport là

1 qui sont entre les zones, bien quand on simule une  
2 zone unique, bien ça serait des lignes de transport  
3 internes à la zone, ça reviendrait au même.

4           Donc, tout ça c'est pris en compte et  
5 monsieur Lagrange nous a mentionné qu'il y a des  
6 chiffres ici qui rentrent, des chiffres qu'on voit  
7 avec des W qui rentrent au Québec, je vous l'ai  
8 montré dans un tableau pour que ce soit plus  
9 simple. Alors, on a des hypothèses des lignes, ce  
10 qui nous intéresse aujourd'hui c'est les lignes qui  
11 rentrent au Québec. O.K?

12           Si on regarde le tableau ici, on a fait  
13 vraiment la somme de ces cinq ou, il y en a plus  
14 que quatre, mais on a résumé par les quatre voisins  
15 donc, si on fait la somme de toutes ces flèches-là,  
16 ça nous donne quatre mille soixante-cinq mégawatts  
17 (4065 MW), la capacité d'import vers le Québec.

18           Bon, là, tantôt je vous ai parlé de 3592  
19 mais maintenant, je change un peu parce que, au  
20 lieu de parler de deux mille vingt (2020), je vous  
21 parle de l'hiver deux mille seize-deux mille dix-  
22 sept (2016-2017) mais le trente-cinq quatre-vingt-  
23 douze (3592) devient un trente-quatre zéro deux  
24 (3402), alors parlons de trois mille quatre cents  
25 mégawatts (3400 MW).

1           La première chose qu'on constate c'est que  
2           le trente-quatre zéro deux (3402) n'est pas  
3           purement une somme arithmétique de ça parce que la  
4           somme arithmétique donne quatre mille soixante-cinq  
5           (4065). Donc, pourquoi ça donne trente-quatre zéro  
6           deux (3402) et non, pardon, quatre mille soixante-  
7           cinq (4065), bien, c'est que quand le groupe CP-8 a  
8           mis tout ce réseau-là dans le modèle General  
9           Electric Mass, bien, ils ont simulé des pannes un  
10          peu partout sur toutes ces lignes-là et, étant  
11          donné qu'il y a des pannes, bien la valeur toujours  
12          qu'on peut mettre dans les bilans n'est plus de la  
13          somme de quatre mille soixante-cinq (4065) mais,  
14          dans cet exemple-là, trois mille quatre cent deux  
15          (3402).

16                Et ça, ça ne couvre que nos voisins. En  
17          plus au Québec, on sait qu'il y a de la marge au  
18          Québec. Toujours pour l'hiver deux mille seize-deux  
19          mille dix-sept (2016-2017) quand on se situait au  
20          début de l'hiver, bien, il y a le même suivi que  
21          vous avez ici à la pièce B-0029 qui dit que le  
22          Distributeur avait cinquante et un mégawatts  
23          (51 MW) de surplus et le Producteur, six cent  
24          quatre-vingt-neuf mégawatts (689 MW) de surplus  
25          pour un total de quatre mille cent quarante-deux

1 mégawatts (4142 MW). On reviendra sur celui du  
2 Producteur.

3           Donc, juste le fait, pour résumer, juste le  
4 fait qu'on est interconnectés avec ces quatre  
5 autres zones là nous donne, même si at criteria,  
6 donc tous les réseaux ne sont même pas en surplus,  
7 trois mille quatre cents mégawatts (3400 MW) puis  
8 le fait qu'on est au Québec, bien, notre voisin  
9 immédiat a aussi un certain nombre de mégawatts,  
10 toujours au-dessus de ses réserves requises.

11           Bon, il y a certaines, parlant de réserves,  
12 bien Hydro-Québec a émis certaines réserves sur ces  
13 notions-là dont la première sur, dans le fond, ce  
14 que je viens de dire. Évidemment, on pourrait  
15 rajouter le marché du Québec. Il y a une certaine  
16 puissance qui est disponible au Québec. Par contre,  
17 c'est une puissance qui ne nous est pas acquise.  
18 Elle est disponible pour ses propriétaires pour en  
19 faire ce que bon leur semble. Ils peuvent  
20 participer à nos appels d'offres mais ils  
21 pourraient aussi avoir d'autres stratégies avec la  
22 puissance disponible. Alors ça, c'est le vingt-  
23 trois (23) mai qu'on nous a mentionné ça.

24           Alors, s'il y a d'autres stratégies, par  
25 exemple, on pense au Producteur et son six cent

1 quatre-vingt-neuf mégawatts (689 MW) qu'on a vu  
2 tantôt pour l'hiver dernier mais, dans notre  
3 preuve, on montre des surplus équivalents pendant  
4 tout l'horizon ou presque du plan. Alors, qu'est-ce  
5 qu'ils feraient avec ça? Bien probablement qu'ils  
6 pourraient faire des ventes au réseau voisin, de  
7 même de puissance garantie.

8           Pensons, par exemple, à un exemple de vente  
9 qui pourrait se faire, c'est auprès de la Nouvelle-  
10 Angleterre via la ligne dont on a discuté cette  
11 semaine qui part de Nicolet, qui s'en va à Sandy  
12 Pond. Alors, si le Producteur faisait ça, qu'il  
13 vendait au réseau voisin, alors de façon virtuelle,  
14 ça augmente nos capacités d'importation. O.K.?

15           Comme monsieur Aucoin nous l'a bien  
16 expliqué le vingt-trois (23) mai, il dit, si on  
17 vend vers les États-Unis, bien, dans le fond, puis  
18 qu'on a une capacité d'importer dans le sens  
19 inverse de mille (1000), bien notre capacité, si on  
20 vend cinq cents (500), ça vient d'augmenter à mille  
21 cinq cents (1500). Parce qu'avant d'importer, on  
22 réduit cette vente-là. Alors, il nous a bien  
23 expliqué ça. Je vous réfère à ses informations.

24           Donc, ici, ce qui revient à dire, c'est que  
25 cette capacité-là qui est au Québec, bien, si elle

1 n'est pas engagée, si elle n'est pas engagée, le  
2 Distributeur y a accès via les ententes globales  
3 cadres, via les achats de court terme. Et si elle  
4 est vendue, bien, il a quand même, il vient  
5 d'augmenter les capacités d'importation puis ça  
6 vient d'augmenter les capacités sur le réseau qu'on  
7 a vu tantôt.

8 (11 h 35)

9           Donc, autre réserve du Distributeur, en  
10 expliquant pourquoi le quinze cents mégawatts  
11 (1500 MW) retenu par la Régie il y a trois ans  
12 devenait à onze cents mégawatts (1100 MW) selon le  
13 Distributeur, il y a aussi le repli du mille cinq  
14 cents (1500). C'est parce qu'il y a aussi, du côté  
15 du marché du Québec, il y a eu de la puissance qui  
16 a été acquise au Québec. Donc, depuis ce temps, le  
17 Producteur... on a signé avec le Producteur des  
18 contrats de cinq cents mégawatts (500 MW) pour de  
19 la puissance, ce qui réduit quand même la puissance  
20 disponible au Québec.

21           Alors, c'est le même exemple que tantôt  
22 avec les mises au rancart, là. Il ne faut pas  
23 regarder ce qui a été ajouté en haut ou en bas, il  
24 faut regarder le résultat. Alors, en même temps  
25 que... en même temps ou... disons que ça balance

1 pas mal, là, que le cinq cents mégawatts (500 MW)  
2 que le Producteur a consenti au Distributeur suite  
3 aux appels d'offres, mais en même temps ou presque  
4 il a signé une entente de cinq cents mégawatts  
5 (500 MW) avec l'Ontario. Alors, on voit qu'au  
6 niveau du Québec, ça balance, ça s'annule pas mal.

7 Et ce qu'il faut regarder de toute façon,  
8 c'est pas ça, c'est, comme j'ai dit tantôt, c'est  
9 quoi le surplus de puissance au Québec. Alors, ça,  
10 ça apparaît dans notre preuve à la page 18 et il y  
11 a des surplus de puissance au Québec en considérant  
12 que le Producteur a déjà engagé cinq cents  
13 mégawatts (500 MW) auprès du Distributeur, en  
14 tenant compte que le Producteur s'est engagé auprès  
15 de l'Ontario pour une entente d'échange de  
16 diversité entre l'hiver et l'été. Donc, ça règle  
17 cette question-là.

18 Autre réserve et je ne la lirai pas au  
19 complet, mais donc on parle de manoeuvre, marges de  
20 manoeuvre théoriques, je vais en parler après, mais  
21 la capacité de pouvoir capter ces quantités-là. Et  
22 ce que le Distributeur nous explique, c'est que  
23 lors de l'appel d'offres deux mille quatorze 2014-  
24 01, on demandait de la puissance pour quatre  
25 années. On voulait cinq cents mégawatts (500 MW) en

1 deux mille dix-huit (2018), on n'en a obtenu que  
2 cinq... on n'en a eu que cinquante (50). Et c'est  
3 un peu l'objet de la question de la Régie hier, je  
4 pense.

5           Donc, ici, ce qu'il nous dit « bien, on est  
6 allé voir le marché pour essayer de réserver de la  
7 puissance et il n'y a personne qui voulait  
8 s'engager pour plus qu'un an ou deux. » Mais, pour  
9 notre partage de réserve de tantôt de trois mille  
10 quatre cents mégawatts (3400 MW), ça n'a pas  
11 rapport du tout, là. Parce que, dans le fond, nous  
12 ce qu'on dit, c'est que le trois mille quatre cents  
13 mégawatts (3400 MW) de partage de réserve, il est  
14 dans une situation où tous les autres réseaux n'ont  
15 pas de puissance comme ça qu'ils peuvent garantir à  
16 d'autres réseaux. Donc, on dit, ils n'ont pas de  
17 puissance qu'ils peuvent garantir, mais juste le  
18 fait qu'on est interconnecté nous donne le trois  
19 mille quatre cents mégawatts (3400 MW).

20           Donc, ça, encore là, cette réserve-là n'a  
21 pas de lien avec l'accès à un partage de réserve,  
22 en anglais « tie benefit » surtout « At Criteria »  
23 souvenons-nous et en considérant que justement les  
24 autres réseaux n'ont pas de surplus qu'ils  
25 pourraient consentir à d'autre réseaux. Et donc, il

1 n'est pas nécessaire de capter les quantités pour  
2 respecter le critère du NPCC.

3 Une autre réserve quand on a parlé du  
4 document, lorsque monsieur Lagrange nous a dit  
5 « bien, si ça peut éclairer la Régie et les  
6 intervenants » c'est une estimation, on parle du  
7 rapport, des capacités théoriques qu'on pourrait  
8 importer potentiellement si on tenait compte de  
9 toutes les interconnexions, qu'il n'y avait aucune  
10 indisponibilité, qu'il n'y avait aucune contrainte.

11 Donc, si on fait une addition purement  
12 mathématique de l'ensemble de l'oeuvre, ça donne  
13 ces chiffres-là, oui, trois mille cinq cents  
14 (3500), trois mille huit cents (3800).

15 Bon. Premièrement, je serais bien étonné  
16 que le NPCC fasse des rencontres avec tous les  
17 réseaux pour travailler sur des notions théoriques,  
18 là, ce serait assez surprenant que ces travaux-là  
19 soient faits pour... et que ça ne serve à rien, là.

20 Et puis si on va à la page suivante, si on  
21 regarde donc un extrait du fameux rapport que je  
22 vais vous lire qui dit un peu ce que le rapport  
23 fait, ce que le groupe a fait et les hypothèses :

24 In meeting its objective, the CP-8  
25 Working Group used General Electric's

1 (GE) Multi-Area Reliability Simulation  
2 (MARS) program to examine  
3 interconnection assistance for each of  
4 the NPCC Areas. GE International Inc.  
5 was retained by the CP-8 Working Group  
6 to conduct the simulations. The CP-8  
7 Working Group :

- 8 1. Used the current NPCC CP-8 Working  
9 Group's GE MARS database to develop a  
10 model suitable for the 2016 and 2020  
11 time periods;
- 12 2. Considered the impacts of Sub-Area  
13 transmission constraints;
- 14 3. Worked with neighboring Areas to  
15 develop a detailed near term GE MARS  
16 reliability representation for regions  
17 bordering NPCC.

18 Alors, ce groupe-là utilise le modèle que tous les  
19 réseaux utilisent, qui n'est pas nécessairement  
20 parfait, mais pour faire ce qu'ils ont à faire là,  
21 ça fonctionne et les contraintes, donc  
22 contrairement à ce que monsieur Lagrange vous a  
23 dit, oui, il y a des contraintes de transport qui  
24 sont prises en compte et le modèle GE MARS  
25 justement est un modèle de simulation stockastique

1 chronologique qui tient compte des indisponibilités  
2 et qui peut simuler, comme je l'ai dit tantôt,  
3 autant des pannes de production que des pannes de  
4 transport. Donc, ce n'est pas un exercice inutile  
5 théorique, c'est un exercice qui est, à notre avis,  
6 est très bien fait.

7 (11 h 42)

8 Autre réserve, rapidement, on dit, bien  
9 c'est ce que monsieur Lagrange a dit, on voit qu'il  
10 y a des importations possibles sur ce graphique-là  
11 en fonction de l'Ontario. Il ne reconnaît pas le  
12 marché de puissance. Et la position du Distributeur  
13 c'est d'avoir une position en fiabilité qui nous  
14 place au même niveau que les marchés dans lesquels  
15 on s'approvisionne. Alors, ce que nous disons,  
16 c'est qu'il n'est pas nécessaire de réserver la  
17 puissance. On l'a mentionné à plusieurs reprises  
18 plus haut. Et ce qui fait que, conséquemment, la  
19 position du Distributeur est plus sévère que le  
20 critère du NPCC.

21 Bon. Ce que le Distributeur conclut, c'est  
22 qu'il maintient, on le sait, la valeur de onze  
23 cents mégawatts (1100 MW) comme contribution des  
24 marchés de court terme. Et dans sa présentation  
25 cette semaine, il dit que ça représente une

1 évaluation maximale de la contribution attendue des  
2 marchés voisins et de la zone de réglage, en tenant  
3 compte des diverses contraintes des marchés et des  
4 interconnexions.

5 Alors, premièrement, nous soumettons que ce  
6 chiffre-là de onze cents mégawatts (1100 MW) va à  
7 l'encontre de la décision de la Régie D-2014-205  
8 qui disait qu'on retient à l'époque mille cinq  
9 cents (1500 MW). Mais pour l'instant, et qu'on  
10 pense que ça devrait être augmenté. D'autre part,  
11 Hydro-Québec Distribution, comme on l'a vu en  
12 audience, mais ça apparaît dans le rapport,  
13 participe au fameux rapport qu'on mentionne. Donc,  
14 l'exercice d'une part, Hydro-Québec Distribution  
15 participe à un exercice qui dit que son réseau  
16 donne trois mille quatre cents mégawatts (3400 MW)  
17 de puissance qu'il pourrait mettre dans son bilan  
18 sans garantir cette puissance-là par des ententes.  
19 Et de la même façon, il présente un autre dossier  
20 où il dit, on a onze cents mégawatts (1100 MW).  
21 Alors, ça serait beaucoup plus simple que le  
22 Distributeur nous présente l'étude qui est là puis  
23 dise, bien, c'est ça ma capacité de contribution  
24 des marchés en puissance.

25 Nous, ce qu'on dit donc, pour deux mille

1 vingt (2020), le trente-cinq quatre-vingt-douze  
2 (3592 MW) représente une évaluation maximale de la  
3 contribution attendue seulement des réseaux  
4 voisins, on n'inclut pas la zone de réglage du  
5 Québec dans ce chiffre-là, en puissance pure. Ce  
6 que j'ai mentionné tantôt. C'est que le trente-cinq  
7 quatre-vingt-douze (3592 MW) est vraiment une  
8 puissance pure qui tient compte de tous les aléas,  
9 qui peut être... toutes les contraintes, qui peut  
10 être mis dans un bilan.

11 Bon. Tantôt, j'ai parlé de la position  
12 d'Hydro-Québec. Revenons un peu sur ce qu'Hydro-  
13 Québec définit comme sa position. C'est la note de  
14 bas de page 34 de notre rapport, mais qui réfère à  
15 une pièce de mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit  
16 (1998). Donc, le Distributeur... Hydro-Québec, par  
17 contre, à ce moment-là c'était Hydro-Québec dit :

18 It is important to note that Hydro-  
19 Québec no longer counts on reserve  
20 sharing with other areas unless there  
21 are firm reservation or commitment for  
22 both generation and transmission. It  
23 is Hydro-Québec position that, with  
24 the new open market approach,  
25 generation and transmission must be

1                   secured on a commercial basis to  
2                   ensure their future availability.  
3       Alors ce qu'Hydro-Québec nous a dit à l'époque,  
4       c'est que, nous, on ne compte pas sur le partage  
5       des réserves - ce qu'on savait - à moins qu'on  
6       puisse réserver. Alors, cette position-là, on l'a  
7       vu tantôt, elle est différente de ce que les autres  
8       réseaux font. Et, à notre avis, elle est plus  
9       sévère que ce que le critère nous demande.

10                  Donc, on n'est pas d'accord avec cette  
11       position-là. Par contre, si Hydro-Québec  
12       corporatif, Hydro-Québec dans son ensemble veut  
13       conserver cette position-là, bien, on soumet que  
14       les impacts et les coûts de cette position plus  
15       sévère que le NPCC ne devraient pas être imputés à  
16       Hydro-Québec Distribution et à sa clientèle que  
17       nous représentons.

18                  Pour donner, par exemple, là on était, à  
19       date on était ex ante, on regarde vers le futur,  
20       mais regardons un peu vers le passé en termes de  
21       fiabilité en puissance. Et je vous soumetts que...  
22       Et je n'aurais pas de trouble à retourner cinquante  
23       (50) ans en arrière, qu'il n'y a jamais eu une  
24       déficiência réelle par manque de ressource au Québec  
25       depuis les cinquante (50) dernières années. Donc,

1 il n'est jamais arrivé qu'on a touché à notre deux  
2 point quatre heures (2.4 h) par année, il y a eu  
3 zéro heure par année de déficience, par manque de  
4 ressource. Et on verra qu'il y a d'autres types.

5 Et ici, on a un autre graphique d'un  
6 rapport que nous avons référé dans notre preuve  
7 (page 19), qui nous montre, et je vais l'expliquer,  
8 ici on a le Québec. Alors, ça montre depuis deux  
9 mille cinq (2005) en réel et jusqu'à deux mille  
10 vingt et un (2021) en prévisionnel. Par exemple, si  
11 on prend la Nouvelle-Angleterre, bien, c'est  
12 toujours ici le surplus ou, par exemple... je  
13 m'excuse, l'espérance de défaillances, le « LOLE »  
14 qui est permis à, souvenons-nous, zéro point une  
15 heure... zéro point un jour par année, ou deux  
16 point quatre heures. Ça, c'est ce qui est permis.

17 Ce que Nouvelle-Angleterre a déposé au  
18 début de chaque hiver, a dit, bien, moi, j'ai des  
19 défaillances espérées ici de zéro point sept  
20 quelque chose, et caetera. New York aussi. Ontario  
21 probablement rien, possiblement rien. Maritimes  
22 peu. Et le Québec, bien, il y a eu en deux mille  
23 dix (2010), le bleu, où il y a eu... bien, on voit  
24 que ce n'est pas grand-chose, c'est moins que zéro  
25 point zéro un. O.K. Puis je pense que c'est

1 quatorze (14) minutes, quelque chose comme ça.

2 Ici, il y avait à cette époque-là une  
3 petite espérance de défaillance, mais beaucoup loin  
4 de ce qui était permis de zéro point un. Alors, ça,  
5 c'est la situation. Et jusqu'en deux mille vingt et  
6 un (2021), bien, il y a des chiffres ici, là, mais  
7 ils sont tellement petits qu'ils n'apparaissent pas  
8 sur le graphique. Donc, si vous regardez dans les  
9 dernières évaluations que le Québec a faites auprès  
10 du NPCC, ça confirme ce qu'on a dit tantôt, il y a  
11 des surplus de puissance.

12 (11 h 50)

13 Bon. On peut toujours se demander qu'est-ce  
14 qui arrive si... Ce n'est pas arrivé dans les  
15 cinquante (50) dernières années, mais qu'est-ce qui  
16 arrive s'il y a une défaillance par manque de  
17 ressources? O.K.? Et ça ne sera pas une panne  
18 générale, là, puis ce n'est pas tous les clients  
19 qui vont être affectés.

20 Admettons qu'il nous manque - puis là  
21 j'exagère un peu, là - admettons qu'on manque mille  
22 mégawatts (1000 MW) une journée de pointe donnée.  
23 O.K.? Pour mettre ça avec d'autres choses qu'on  
24 subit, nous, comme clients, là, par exemple que  
25 l'IC Transport... L'IC Transport, la cible du

1           Transporteur, c'est zéro virgule quarante-cinq  
2           heure (0,45 h) par client par année. Zéro virgule  
3           quarante-cinq heure (0,45 h), c'est moins que  
4           trente minutes (30 min). O.K.?

5                       L'IC Distribution, si on regarde depuis  
6           deux mille onze (2011) à deux mille quinze (2015) -  
7           ça c'est toujours le nombre de minutes  
8           d'interruption par client - a varié entre cent  
9           cinquante-neuf (159) et quatre cent soixante-  
10          quatorze minutes (474 min). O.K.? Ça, j'ai pris  
11          l'information dans les diverses causes tarifaires.  
12          Alors... Puis, peut-être une moyenne de cent  
13          quatre-vingts minutes (180 min) par client. Mais  
14          cent quatre-vingts minutes (180 min) par client,  
15          c'est l'équivalent de trois heures (3 h) par  
16          client. Par année. Par client. Si on ajoute l'autre  
17          trente minutes (30 min), là, c'est possible que le  
18          trente minutes (30 min) du Transporteur soit inclus  
19          là-dedans, mais de toute façon, mettons que c'est  
20          trois heures (3 h) par client.

21                      Si on avait notre deux point quatre heures  
22          (2.4 h) par année, que je vous ai mentionné, de  
23          défaillance, bien, ça ne serait pas deux point  
24          quatre heures (2.4 h) sur tous les clients. Parce  
25          que je vous ai dit dans mon exemple, ça serait deux

1 point quatre heures (2.4 h) sur mille mégawatts  
2 (1000 MW). Qu'on manquerait de mille mégawatts  
3 (1000 MW) pendant deux cents... pendant... pendant  
4 deux point quatre heures (2.4 h), et ça serait, il  
5 y aurait un délestage cyclique, là, quinze minutes  
6 (15 min) chez nous, quinze minutes (15 min) chez  
7 Antoine, et caetera, là, qui ferait qu'au bout de  
8 la ligne on réussirait.

9 Mais si on dit mille mégawatts (1000 MW)  
10 sur une charge de trente-cinq mille mégawatts  
11 (35 000 MW), qui est à peu près la puissance, la  
12 demande au Québec, bien ça serait un trente-  
13 cinquième (1/35) de nos clients qui seraient  
14 affectés pendant une heure (1 h). Pendant deux  
15 point quatre heures (2.4 h), je m'excuse. Et si je  
16 fais la division, ça donnerait zéro virgule zéro  
17 sept heure (0,07 h) par client, ou environ quatre  
18 minutes (4 min) par client.

19 Alors, si ça ça se produisait, cette  
20 défaillance-là qui ne s'est pas encore produite, de  
21 mémoire, depuis que je suis au monde, là, ou un peu  
22 plus, ça serait peut-être... Si ça survenait, c'est  
23 quatre minutes (4 min), mais on sait que, bon an  
24 mal an, on a en moyenne cent quatre-vingts minutes  
25 (180 min) de défaillance pour d'autres bonnes

1 raisons. Alors ça, ça vous donne une idée.

2 Pour terminer là-dessus, quelques  
3 recommandations qui sont dans notre mémoire.  
4 Premièrement, respecter le paragraphe 150 de la  
5 décision D-2015-179 sur la présentation du bilan de  
6 puissance. Alors ça, ce paragraphe-là dit qu'on  
7 aimerait ça voir, dans le bilan de puissance, le  
8 chiffre de, que ce soit quinze cents (1500) ou deux  
9 mille (2000), de contribution des marchés. Un peu  
10 comme monsieur Paquin l'a bien illustré ce matin,  
11 là, il y a un bilan qui ne le montre pas, puis  
12 l'autre il l'a ajouté. Alors ça, c'était une  
13 demande de la Régie.

14 Ensuite, mettons qu'on va à 4, là, puis ça  
15 on vous l'a dit tantôt, monsieur Paquin en a parlé,  
16 mais compter, pour l'instant, une contribution des  
17 marchés de puissance de court terme de deux mille  
18 (2000) dans les bilans de puissance. On dit pour  
19 l'instant, parce que dans notre mémoire on dit  
20 qu'on pourrait compter trois mille (3000)  
21 facilement, selon nous, mais pour l'instant on fait  
22 comme l'Ontario, on n'a pas besoin de compter tant  
23 que ça. Deux mille (2000) nous fait passer à  
24 travers l'horizon du plan, ou presque.

25 Numéro 2 : prioriser les marchés de court

1 terme par rapport à l'électricité interruptible à  
2 moins d'une démonstration économique en faveur du  
3 contraire. Alors ça, je n'en ai pas parlé encore  
4 aujourd'hui mais c'est dans notre mémoire. C'est  
5 qu'il est possible qu'au lieu d'aller à  
6 l'interruptible, qui nous engage à un paquet de  
7 contraintes de quatre mois, et caetera, bien là ça  
8 serait plus économique d'aller vers des marchés de  
9 court terme si... en autant qu'on en ait besoin.  
10 Alors, dans le fond, qu'on démontre qu'est-ce qui  
11 est mieux.

12 Et ne plus réserver à l'avance, bien ça  
13 j'en ai parlé aujourd'hui abondamment, des achats  
14 de puissance de court terme à chaque année, encore  
15 là à moins d'une démonstration en faveur du  
16 contraire.

17 Pour terminer, un point sur les achats  
18 d'énergie de court terme que monsieur Raphals a  
19 couverts beaucoup aujourd'hui, et nous ne regardons  
20 pas les indicateurs pour le moment mais nous, ce  
21 qu'on dit, c'est qu'on a constaté que cinquante  
22 pour cent (50 %) des achats d'énergie de court  
23 terme de deux mille quinze (2015) ont été engagés à  
24 plus de deux jours d'avis, et même jusqu'à huit  
25 jours à l'avance dans certains cas.

1                   Alors nous, on constate ça. On constate ça,  
2                   c'est sûr qu'on constate ça suite à des indicateurs  
3                   comme monsieur Raphals a montrés tantôt. C'est que  
4                   l'indicateur de monsieur Raphals, ou d'autres que  
5                   j'ai personnellement aussi présentés ici pour  
6                   d'autres clientèles, là, nous disent : il y a-tu un  
7                   problème ou il n'y a pas de problème? O.K.?

8                   Souvent on va voir le médecin, est-ce que  
9                   je prends une prise de sang, si la prise de sang  
10                  est bonne : « Tu viendras me voir dans un an, il  
11                  n'y a pas de problème. » Si la prise de sang est  
12                  moins bonne : « Tu viendras me voir dans une  
13                  semaine », ça veut dire qu'il faut faire d'autres  
14                  analyses.

15                 Alors, un peu comme ici, si notre analyse  
16                 ex post nous montre qu'il n'y a pas de problème -  
17                 par exemple en deux mille seize (2016) il y a fort  
18                 à parier que quand on aura tous les chiffres, les  
19                 achats de court terme il n'y en aura pas beaucoup,  
20                 puis ils ne seront pas tellement problématiques -  
21                 bien, on arrête là. Après on va dans des analyses  
22                 ex ante, où on regarde comment ça a été engagé.

23                 Alors ici, première chose qu'on regarde,  
24                 peut-être un premier symptôme, bien, pourquoi vous  
25                 avez engagé des achats huit jours à l'avance? O.K.?

1 Parce qu'on sait que huit jours à l'avance, on le  
2 sait tous dans notre vie, la prévision météo est  
3 pas mal moins précise que deux jours à l'avance, et  
4 caetera. Hein?

5 Alors on regarde un premier symptôme, et  
6 puis on voit, là, woup!, il y a peut-être un  
7 problème dans la façon que ça a été fait. Ensuite  
8 on pourra regarder d'autres symptômes un peu plus  
9 loin, puis ça sera, on aura l'occasion de le faire  
10 dans d'autres dossiers.

11 (11 h 55)

12 Alors, ce que la FCEI recommande dans ce  
13 cadre-là, c'est d'exiger du Distributeur qu'il  
14 présente dans le cadre de ses dossiers tarifaires  
15 une analyse approfondie ex-post de ses achats  
16 hâtifs. Dans ce cas-là, les achats hâtifs, pourquoi  
17 vous avez fait des achats, plus de quarante-huit  
18 (48) heures d'avance et une justification ex ante  
19 de l'optimalité de ses délais d'achat pour ses  
20 achats d'énergie de court terme de l'hiver  
21 précédent.

22 C'est-à-dire que si on constate que le  
23 douze (12) janvier deux mille seize (2016), le  
24 Distributeur a procédé à un achat huit jours  
25 d'avance, bien, qu'il nous présente huit jours

1 d'avance quels étaient les éléments qui lui ont  
2 permis de prendre cette décision-là, dont les aléas  
3 météo, dont le prix peut-être qui était un prix  
4 préférentiel, et caetera. Ce qu'on dit, c'est qu'il  
5 y a déjà un premier symptôme qui pourrait être  
6 regardé.

7 Et évidemment notre preuve a été écrite le  
8 cinq (5) avril, est déposée. La décision de la  
9 Régie dont on parlait tantôt sur le mécanisme de  
10 rémunération incitative est survenue le sept (7)  
11 avril. Évidemment, ça, ça peut... mais il n'y a  
12 rien qui empêche de faire ça quand même, de  
13 recommander ça dans ce dossier ici. Ah! Ça conclut.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Vous êtes surpris vous-même.

16 Me JEAN-PHILIPPE THERRIAULT :

17 Monsieur le Président, les témoins sont prêts à  
18 être contre-interrogés.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci, Maître Therriault. Alors... Là, je ne vous  
21 nommerai pas tous un après l'autre. Il y a-tu un  
22 intervenant qui souhaite poser des questions aux  
23 témoins? Maître Neuman? Non. Maître Fraser.

24 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

25 Merci.

1 Q. **[91]** Bonjour messieurs. Une petite question sur le  
2 tableau 3 de votre mémoire, de la preuve. En fait,  
3 c'est le dernier point que vous avez abordé dans  
4 votre témoignage ce matin. J'ai une question plus  
5 d'ordre technique ou de méthode. Lorsqu'on prend la  
6 première colonne, évidemment, on voit les délais de  
7 programmation. Là, est-ce que je comprends que  
8 l'exercice que vous avez fait, c'est de prendre  
9 pour les trois premiers mois de deux mille quinze  
10 (2015) tous les achats qui ont été faits, par  
11 exemple, à un jour et de faire une moyenne avec  
12 tout ça, pour l'énergie puis les coûts?

13 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

14 R. C'est-à-dire que...

15 Q. **[92]** Bien, une addition puis une moyenne ensuite.

16 R. Dans le suivi qu'on reçoit de monsieur Raphals,  
17 dans ce suivi-là, je vais donner un exemple de  
18 transaction, ça dit, exemple, le douze (12)  
19 janvier, on a conclu une transaction qui s'applique  
20 entre le quatorze et le dix-huit (14-18) janvier.

21 O.K. Alors, là, ça veut dire que le douze (12)  
22 janvier, on a fait une transaction pour le quatorze  
23 (14) janvier, deux jours d'avance; pour le quinze  
24 (15) janvier, trois jours d'avance; pour le seize  
25 (16) janvier, quatre jours d'avance; et caetera. La

1 transaction, on peut dire qu'elle a été faite deux  
2 jours d'avance. Mais comme elle porte sur quatre  
3 jours, bien, la dernière journée a comme été faite  
4 six jours d'avance. O.K. Premièrement.

5 Deuxièmement, dans le bilan que nous  
6 recevons, qui est publié, ça dit, dans mon exemple  
7 du douze au seize (12-16) janvier, par exemple, il  
8 y a eu tant d'énergie totale. C'est la même  
9 discussion que vous avez eue avec monsieur Raphals  
10 tantôt. Donc, cette énergie totale là, et on le  
11 mentionne dans notre preuve, je dis au paragraphe  
12 qui précède le même tableau, bien, on a dû faire  
13 une hypothèse en absence de données plus précises.  
14 Il y a des intervenants qui ont demandé des données  
15 orales. Ils ne les ont pas obtenues. Je suis  
16 convaincu qu'elles existent. Donc, en absence de  
17 ça, le mieux qu'on fait, c'est qu'on dit, on fait  
18 une moyenne.

19 Donc, s'il y a eu une quantité d'énergie  
20 sur quatre jours, bien, on l'a répartie également  
21 sur ces quatre jours là, à défaut d'avoir d'autre  
22 chose. On serait bien heureux d'avoir plus  
23 d'informations et on s'en servirait. C'est comme ça  
24 qu'on l'a fait. Je ne sais pas si c'est clair.

25 Q. [93] La question est un petit peu plus simple.

1           Donc, lorsqu'on prend deux jours d'avance,  
2           lorsqu'on prend une journée d'avance, lorsqu'on  
3           prend zéro jour d'avance, vous avez utilisé toutes  
4           les transactions que, à zéro jour d'avance ou à une  
5           journée d'avance, et vous avez compilé votre  
6           tableau à partir de l'information pour toutes les  
7           transactions à une journée d'avance?

8           R. J'ai pris toutes les transactions et j'ai déterminé  
9           lesquelles étaient zéro, une, jusqu'à huit.

10          Q. **[94]** O.K.

11          R. Et si vous regardez le total en énergie, deux  
12          millions huit cent quatre-vingt-dix-huit mille  
13          mégawattheures (2,898 MWh) et en argent, ça  
14          correspond exactement au total du suivi des achats  
15          que vous avez déposés pour deux mille quinze  
16          (2015).

17          Q. **[95]** O.K. Donc lorsqu'on regarde à une journée  
18          d'avance, vous avez mêlé ensemble toutes les  
19          transactions qui ont été faites, soit que ce soit  
20          une transaction du premier (1er) janvier ou une  
21          transaction de la fin mars, elles se retrouvent...  
22          elles se retrouvent dans votre calcul de toutes les  
23          transactions une journée d'avance? Ce sont toutes  
24          des transactions une journée d'avance pour la  
25          période de trois mois?

1 R. Oui.

2 Q. **[96]** O.K.

3 R. Mais, par conséquent, nous avons mentionné ailleurs  
4 dans le rapport que, pour que l'exercice soit...  
5 surtout au niveau des prix, là, devrait être fait  
6 en ayant l'information plus détaillée. Mais c'est  
7 ce qu'on a fait.

8 Q. **[97]** Donc, si je comprends bien, vous comparez le  
9 prix de toutes les transactions une journée  
10 d'avance, donc peu importe qu'elles soient faites  
11 au début de janvier ou à la fin du mois de mars,  
12 puis vous comparez ça au prix à toutes les  
13 transactions à huit journées d'avance peu importe  
14 quand elles ont été faites, que ce soit le premier  
15 (1er) janvier ou le trente et un (31) mars. C'est  
16 ça?

17 (12 h 00)

18 R. Exactement. C'est ce qu'on dit...

19 Q. **[98]** Excellent.

20 R. ... à l'avant-dernier paragraphe de la page 21,  
21 pour vraiment démontrer la variation des prix en  
22 fonction des délais, une analyse approfondie, heure  
23 par heure, devrait être faite. De plus, une analyse  
24 des délais optimaux devrait aussi tenir compte de  
25 l'améliorations des heures de prévisions plus on

1 s'approche en temps réel.

2 Alors, c'est ce qu'on voulait dire ici.

3 C'est qu'ici, avec l'information qu'on a, pour  
4 approfondir ça on devrait regarder, heure par  
5 heure, quel était le prix, une journée d'avance,  
6 deux journées d'avance, trois journées d'avance, et  
7 caetera. C'est un peu ce qui fait l'objet de notre  
8 recommandation de tantôt, là.

9 Oui. Pour compléter, c'est sûr que dans ce  
10 qu'on a conclu du tableau, c'est qu'il y a quand  
11 même cinquante pour cent (50 %) en énergie des  
12 transactions qui ont été faites plus que deux jours  
13 d'avance.

14 Q. **[99]** C'est parfait, je n'ai pas d'autres questions.

15 R. Et si on avait les informations plus détaillées, on  
16 compléterait l'analyse, la faire de façon plus  
17 approfondie mais, malheureusement, c'est la limite  
18 de l'information qui nous a été fournie.

19 Q. **[100]** Juste un petit instant.

20 Alors merci beaucoup, Monsieur le Président. Je  
21 n'ai pas d'autres questions.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Maître Fortin?

24 Me PIERRE FORTIN :

25 Je n'ai pas de questions, Monsieur le Président.



1           circonstances exceptionnelles en deux mille quinze  
2           (2015) - là j'ai toujours de la misère avec les  
3           dates, là - mais admettons qu'il y a eu un hiver  
4           plus froid en deux mille quinze (2015), ça ne  
5           change pas...

6    Q. **[102]** Mais... Oui...

7    R. ... la conclusion ou l'à-propos de ce tableau-là.  
8           Parce que la condition d'hiver froid, on la  
9           constate après coup, à mesure que l'hiver avance.  
10           Mais ici, souvenons-nous que je suis... Par exemple  
11           quand je prends, ou Hydro-Québec prend une décision  
12           une journée donnée - mettons, pensons hiver, là, ne  
13           pensons pas aujourd'hui - bien, ce qu'elle fait  
14           c'est qu'elle regarde à l'avance. O.K.? À l'avance,  
15           mais c'est deux, trois, quatre, cinq, six jours  
16           d'avance. O.K.? Elle a une prévision météo, et puis  
17           on peut facilement démontrer que plus que quatre  
18           jours à l'avance, là, la moyenne historique, ou la  
19           moyenne normale est probablement aussi fiable que  
20           la prévision météo.

21                   Alors ce qui fait, donc, que l'hiver soit  
22           froid ou soit chaud... Que l'hiver soit froid, ça  
23           fait juste qu'il y a plus de lignes dans le rapport  
24           de transactions. O.K.? Puis ça donne deux cent  
25           quarante-huit millions de dollars (248 M\$). En deux

1 mille seize (2016) on n'aura pas deux cent  
2 quarante-huit millions de dollars (248 M\$).

3 Alors, comme j'ai dit tantôt, deux mille  
4 seize (2016), s'il y a dix (10) transactions, bien,  
5 on va faire une analyse sur dix (10) transactions,  
6 puis ça sera beaucoup moins significatif que ici,  
7 on en avait plusieurs pages. O.K.? Alors c'est un  
8 bon cas, qui va sûrement se reproduire, mais  
9 évidemment l'année deux mille seize (2016), en  
10 termes d'achats, là, n'est pas problématique.

11 Mais, donc, pour répondre à votre question,  
12 c'est un peu ça. Étant donné qu'on a eu un hiver  
13 plus froid, bien, il y a eu plus d'occasions, de  
14 décisions qui ont été prises par le Distributeur,  
15 et on a une meilleure évaluation. C'est un peu  
16 comme une moyenne au bâton. Si je vais trois fois  
17 au bâton, puis... Ma moyenne n'est pas tellement  
18 significative. Mais si je vais cent (100) fois au  
19 bâton, ma moyenne est significative.

20 Alors ici on avait une année où on peut  
21 tirer des conclusions. O.K.? On peut tirer des  
22 conclusions parce qu'il y a beaucoup de moyennes...  
23 il y a beaucoup d'apparitions au bâton.

24 Q. **[103]** O.K. C'est peut-être moi qui avais mal  
25 compris votre propos, je pensais que vous insistiez

1 sur le fait que ce que vous constatiez, c'est qu'il  
2 y avait beaucoup de transactions qui étaient faites  
3 beaucoup de jours d'avance, et moi je pensais que  
4 le fait que l'hiver était froid, puis je me  
5 souviens de l'hiver quatorze, quinze (14-15), puis  
6 je me souviens des témoignages qu'on a eus, par  
7 exemple, des gens responsables des  
8 approvisionnements chez Gaz Métro, et ils n'avaient  
9 pas un bon souvenir de cet hiver-là, parce que  
10 c'était un hiver très actif sur les marchés, très  
11 difficile de s'approvisionner, puis c'était la même  
12 chose en électricité.

13           Donc, je peux comprendre que les gens sur  
14 le « trading floor » à Hydro-Québec aient été peut-  
15 être un peu plus prudents, puis acheté un peu plus  
16 d'avance?

17 R. Bien...

18           (12 h 05)

19 Q. **[104]** Non? Ce n'était pas le cas à l'hiver quinze-  
20 seize (15-16).

21 R. C'est ce qu'on nous dit, c'est ce qu'on nous dit.  
22 C'est que si on achète d'avance, on évite la  
23 volatilité des prix. O.K.? Alors ça, le tableau  
24 donne un indice, il faudrait le regarder heure par  
25 heure. Quand j'ai pris ma décision aujourd'hui,

1 huit jours d'avance d'acheter à cent dollars du  
2 mégawattheures (100 \$/MW), est-ce que j'avais une  
3 indication que huit jours plus tard, sachant que  
4 mon aléa est beaucoup plus grand, que j'aurais eu  
5 un prix de cent cinquante (150) avec une  
6 probabilité d'une chance sur dix d'y accéder. Là,  
7 je ne rentrerai pas dans les détails, on ira là-  
8 dessus quand on aura la deuxième séance de travail  
9 sur la bâtonnets mais...

10 Alors, c'est un peu ce qu'on dit, O.K.?  
11 Ici, c'est une première prise de sang, hein,  
12 première prise de sang, il faudrait creuser un peu  
13 plus puis voir ce qui s'est passé, encore là,  
14 chaque fois qu'il y a une décision qui est prise.

15 Mais même si l'hiver est froid, seulement  
16 en termes d'aléas météo, on ne peut pas dire que  
17 dans huit jours, parce que l'hiver est froid, que  
18 la prévision est bonne. Puis encore là, chaque  
19 analyse cas par cas pourrait se faire pour voir si  
20 ça c'est une... Mais c'est déjà un indice qui  
21 nous... et, n'oublions pas que le Distributeur nous  
22 a dit en séance de travail, je pense, que la  
23 plupart ou les... c'est dans notre preuve, là,  
24 normalement on fait ça deux jours d'avance. Mais ce  
25 qu'il ne nous dit pas c'est que deux jours

1 d'avance, des fois, il s'engage pour cinq, six  
2 jours. Alors, c'est mon exemple de tantôt.

3           Donc ici ce qu'on a vraiment disséqué tout  
4 ça. Et autre chose qu'on a remarqué dans notre  
5 preuve, c'est que pour le marché, je pense c'est le  
6 Day-Ahead Market, le DAM auprès de New York, il  
7 doit envoyer ses demandes avant cinq heures le  
8 matin. Mais lui, il le fait la veille avant de  
9 partir à quatre heures l'après-midi. Ça fait que  
10 là, il y a comme un délai de trente-quatre (34)  
11 heures qui est prolongé seulement parce que les  
12 processus ne sont pas adaptés.

13           Mais ce treize (13) heures là  
14 d'information, hier pour après-midi, ils  
15 annonçaient de la pluie mais là, quand je regarde  
16 ça pour après-midi, c'est des chances beaucoup  
17 moindres alors c'est la même chose avec la  
18 température. Treize (13) heures de délai dont le  
19 Distributeur ne tire pas avantage, bien, c'est des  
20 frais importants, c'est un peu ce qu'on mentionne  
21 dans notre preuve. Il faut toujours attendre à la  
22 dernière minute pour avoir la meilleure information  
23 quand on prend la décision.

24           À moins qu'on ait une information qu'il y a  
25 une aubaine qui s'en vient dans sept-huit jours,

1 bien là, on en tient compte. Il y a moyen de faire  
2 ça dans une analyse à court terme, de regarder  
3 toutes les possibilités et qu'est-ce qui est le  
4 mieux.

5 Q. **[105]** Oui, les prévisions à long terme, c'est comme  
6 nos calendriers d'audience. J'ai une autre  
7 question. Le rapport de NPCC on l'évoque beaucoup  
8 puis je veux être bien sûr de comprendre selon vous  
9 l'interprétation qu'on peut tirer des données qui  
10 sont là-dedans puis la valeur de ça pour chaque  
11 gestionnaire de zone de réglage.

12 Ma compréhension c'est que le NPCC,  
13 évidemment, il fait cet exercice-là puis il est  
14 fortement motivé à ne pas se retrouver dans la  
15 situation où on s'est retrouvés en deux mille trois  
16 (2003) donc il veut s'assurer que chaque zone de  
17 réglage identifie bien ses risques et ses  
18 opportunités puis, enfin, tous les échanges qui  
19 peuvent se faire et le support mutuel sur lequel  
20 chacun des réseaux ou chacune des zones de réglage  
21 peut compter. Mais ça, c'est une chose, mais du  
22 point de vue du NPCC et pour l'ensemble de ses  
23 participants mais dans une perspective globale, je  
24 dirais, continentale pour sa zone mais après ça, un  
25 responsable d'une zone de réglage, HQ en

1 l'occurrence, puis là je dis HQ volontairement.  
2 Est-ce qu'il prend tous ces chiffres-là « as is »  
3 sans n'y apporter aucune nuance? Je veux vous  
4 entendre là-dessus.

5 R. « As is » ou « at criteria » comme on a là, mais je  
6 comprends très bien votre question, je vais vous  
7 répondre en deux parties. C'est sûr que NPCC, sa  
8 préoccupation, je veux m'assurer que tout le monde  
9 a assez de puissance, assez de, dans ce cas-là, si  
10 on parle de puissance, tantôt avec monsieur Paquin  
11 on parlait d'autre chose en transport, on a assez  
12 de puissance pour passer à travers les pointes.

13 Et puis quand le NPCC constate qu'Hydro-  
14 Québec ne compte que sur seize cents mégawatts  
15 (1600 MW), puis en plus il doit les garantir, bien,  
16 on peut penser qu'au niveau du NPCC c'est de la  
17 musique à ses oreilles parce que lui, il dit « Le  
18 Québec est encore plus sécuritaire que ce qu'on  
19 demande. ». Bon, nous on le regarde au niveau d'un  
20 client et est-ce que, par exemple, quand je regarde  
21 le rapport, si vous me demandiez le chiffre de  
22 trois mille cinq cents quatre-vingt-douze (3592),  
23 est-ce que je ferais une recommandation que le  
24 Québec utilise trois mille cinq cent quatre-vingt-  
25 douze (3592)? Non.



1 cent quatre-vingt-douze (3592) non garanti, on  
2 parle plus de trois mille (3000), mais c'est pour  
3 ça qu'on dit utilisons deux mille (2000), puis  
4 entre le deux mille (2000) puis le trois mille  
5 (3000), bien, on aura l'occasion avec les années de  
6 bien apprivoiser ce rapport-là.

7 Mais ce que les experts qui sont autour de  
8 la table dans ce rapport-là, dont le Distributeur,  
9 disent, avec tous les risques qui sont pris en  
10 compte, vous pourriez compter là-dessus. Si le  
11 Québec arrivait demain matin en deux mille vingt  
12 (2020) avec un bilan où il disait « J'ai trois  
13 mille cinq cent quatre-vingt-douze mégawatts  
14 (3592 MW) de puissance de marché « tie benefit » et  
15 qu'aucun de ces mégawatts-là n'est garanti, le NPCC  
16 serait d'accord. O.K.?

17 Mais entre vous et moi, on se garderait une  
18 petite réserve, pas une réserve de trois mille cinq  
19 cent quatre-vingt-douze (3592) mais peut-être de  
20 cinq cent quatre-vingt-douze (592).

21 Q. **[106]** O.K. Mais dans, je vais retrouver votre  
22 tableau qui est à votre planche 10 de tantôt, puis  
23 c'est dans votre rapport aussi, mais par exemple,  
24 quand on regarde sept cent vingt mégawatts (720 MW)  
25 avec les Maritimes, puis tantôt vous avez évoqué

1 aussi le cas de la Nouvelle-Angleterre, on  
2 reviendra à la Nouvelle-Angleterre mais, en tout  
3 cas, ce que j'avais compris des derniers  
4 développements autour du lien avec les Maritimes ou  
5 le Nouveau-Brunswick, vous croyez vraiment qu'on  
6 peut compter sur sept cent vingt mégawatts  
7 (720 MW)...

8 R. O.K., c'est pas...

9 Q. **[107]** ... avec des contraintes d'interconnexions?

10 R. C'est une bonne question puis j'avais oublié d'en  
11 parler. Alors, on voit que, tantôt n'oublions pas  
12 que j'ai parlé que le Nouveau-Brunswick a une  
13 réserve requise de mille vingt-cinq mégawatts  
14 (1025 MW) dans mon exemple. C'est sûr qu'on ne peut  
15 pas compter sur mille vingt-cinq mégawatts  
16 (1025 MW) parce que, ici, on voit sept cent vingt  
17 mégawatts (720 MW). Le sept cent vingt mégawatts  
18 (720 MW), c'est lui qui apparaît dans le tableau  
19 qui, puis ce tableau-là il n'est pas dans notre  
20 preuve, il est dans la preuve sous la forme du  
21 graphique mais je l'ai ramené sous forme de  
22 tableau, bon.

23 Alors ici, on ne dit pas que le Québec peut  
24 compter sur sept cent vingt (720), mais ce que vous  
25 avez vu dans la preuve du Distributeur depuis

1           quelques plans, c'est que dépendant de la  
2           production éolienne en Gaspésie, ce n'est pas sûr  
3           qu'on peut accéder à ces quantités-là. Mais, et  
4           certains intervenants ont posé des questions et ont  
5           dit « Bien, ça dépend, puis le Transporteur a fait  
6           des analyses, mais on n'a jamais eu la vraie  
7           réponse là-dessus », O.K., mais, en principe,  
8           l'étude du NPCC tient compte de tout ça.

9                        Ou, encore là, si on avait l'étude, ce  
10           n'est peut-être pas sept cent vingt (720).  
11           Admettons que c'est six cents (600), alors si c'est  
12           six cents (600) pour toutes les considérations de  
13           production éolienne qui devraient être démontrées,  
14           parce que n'oublions pas que la production éolienne  
15           elle n'est jamais à cent pour cent (100 %) totale  
16           sur l'ensemble de la Gaspésie, puis elle est encore  
17           moins, plus jamais cent pour cent (100 %) sur  
18           l'ensemble du Québec, on peut facilement démontrer  
19           ça.

20                       Alors, mettons que le Distributeur, lui,  
21           finalement, obtient l'analyse du Transporteur puis  
22           qu'il dise c'est cinq cent cinquante (550). Bien,  
23           le représentant du Distributeur quand il va aller  
24           là, bien, il devrait mettre cinq cent cinquante  
25           (550) et ils vont mettre ça dans le modèle puis ça

1 va arriver au bout. Peut-être qu'au lieu de trois  
2 mille quatre cent deux (3402), ça va donner trois  
3 mille trois cent cinquante (3350).

4 Alors, est-ce que tantôt quand on a dit,  
5 peut-être que le trois mille cinq cent quatre-  
6 vingt-douze (3592) pourrait être ajusté, mais  
7 n'oublions pas que c'est la responsabilité du  
8 Distributeur de le faire. Alors, si le Distributeur  
9 dans ce, quand il participe ici à ce dossier-là il  
10 dit « Pas de problème, sept cent vingt (720) du  
11 Nouveau-Brunswick » puis d'un autre côté quand il  
12 vient à la Régie il dit « Bien là, le Nouveau-  
13 Brunswick c'est compliqué parce qu'il y a de  
14 l'éolien », bien, il faut que ce soit cohérent à  
15 quelque part.

16 Mais quand le Distributeur va là, il est  
17 assis avec des vis-à-vis puis il ne peut pas  
18 arriver puis dire « Bien là, c'est à peu près ça »,  
19 et caetera, ou « On va mettre cinq cents ». Il y a  
20 des, c'est comme des démonstrations qui doivent  
21 être faites.

22 Alors ici, il y a des réserves là-dessus  
23 mais on ne connaît pas le chiffre. Mais encore là,  
24 si on mettait cinq cents (500) là, il ferait  
25 l'analyse que je ne peux pas faire parce que ce

1 n'est pas une somme mathématique, comme d'autres  
2 ont dit, et on arriverait à un autre chiffre. D'où  
3 la réserve tantôt que je me donnais de quatre,  
4 cinq, six cents (4-5-600).

5 Mais la raison, il y a une... mais encore  
6 là, que ce soit bien statué. Je pense que c'est ça  
7 qui est important. Si une approche, le NPCC fait  
8 une approche rigoureuse, là. Alors cette approche-  
9 là, qu'on la nourrisse comme il faut s'il y a des  
10 choses mais qu'on la nourrisse avec des chiffres  
11 qui proviennent d'analyses rigoureuses.

12 (12 h 15)

13 Q. **[108]** Merci. Et une dernière question, mais sur  
14 Sandy Pound parce que c'est... Enfin, vous avez  
15 dit, puis je relirai les notes sténographiques avec  
16 intérêt, mais vous avez dit que monsieur Aucoin  
17 avait mis ça bien clair. J'imagine que c'était bien  
18 clair pour vous, ce l'est moins pour moi. Puis j'ai  
19 l'impression que c'est une question de transactions  
20 comme des SWAP plus qu'une réelle contribution,  
21 enfin... Et ça fonctionne seulement si le  
22 Producteur est en exportation maximale jusqu'à  
23 Sandy Pound puis là, bien, si on est capable de  
24 trouver du transport en Nouvelle-Angleterre, là il  
25 peut y avoir un SWAP. Est-ce que j'ai bien compris?

1 R. Oui, oui. Mais, ce que monsieur Aucoin a mentionné  
2 puis c'est à cause de la configuration LG-2, LG-  
3 2A...

4 Q. **[109]** Oui.

5 R. .. qui va vers Nicolet et Sandy Pound. Quand on en  
6 a besoin au Québec, bien on rapatrie cette  
7 production-là, ce transport, production-transport  
8 vers Montréal et Québec. Et physiquement, on ne  
9 peut pas avoir des électrons qui s'en viennent de  
10 Sandy Pound vers Nicolet dans cette configuration-  
11 là, O.K., ce qu'il nous a très bien expliqué.

12 Mais, on a posé la question : mais comment  
13 ça se fait que vous avez acheté quand même dix  
14 mille mégawattheures (10 000 MWh) par jour dans les  
15 journées froides de la Nouvelle-Angleterre? Et il  
16 nous a mentionné « bien, c'est parce qu'il y avait  
17 déjà un flux du Québec vers NIPO, pardon, Nouvelle-  
18 Angleterre. »

19 Et prenons l'exemple, O.K., et vous allez  
20 voir... vous avez vu le graphique de monsieur  
21 Raphals et ça, si vous allez sur le site de l'ISO  
22 de la Nouvelle-Angleterre, c'est exactement ce  
23 qu'on voit heure par heure, là.

24 Admettons que, pour une heure donnée, le  
25 Producteur vendait quatorze cents mégawatts

1 (1400 MW) vers la Nouvelle-Angleterre, O.K., en  
2 juin deux mille quatorze (2014), puis c'est à peu  
3 près les chiffres, là, réels. Alors, il vend.

4 Tout à coup, le Distributeur dit « moi,  
5 j'aimerais ça acheter » puis il appelle la  
6 Nouvelle-Angleterre puis là tout est... le  
7 transport et tout le kit. Et puis la Nouvelle-  
8 Angleterre dit « je vais te vendre six cents  
9 (600). » O.K. C'est ce qui apparaît dans les  
10 rapports. Mettons qu'il y a un six cents mégawatts  
11 (600 MW) pour une heure donnée. Bien, physiquement,  
12 pour cette heure-là, il y aurait quatorze cents  
13 (1400) qui s'en irait par là puis six cents (600)  
14 par là. Donc, il y aurait huit cents mégawatts (800  
15 MW) qui transiterait de Nicolet vers Sandy Pound.  
16 O.K.? Donc, c'est ça que monsieur Aucoin a  
17 expliqué. Donc, on ne peut pas, avec cette  
18 configuration-là, dire...

19 Mettons que, même exemple, Hydro-Québec  
20 Production ne vendait pas cette heure-là. O.K.? Il  
21 vendrait zéro vers la Nouvelle-Angleterre. Le  
22 Distributeur appelle la Nouvelle-Angleterre,  
23 « j'aimerais ça avoir... » ou il ne l'appellera  
24 peut-être même pas parce qu'il sait qu'il est dans  
25 une configuration qui ne permet pas. Alors, le six

1 cents (600) que j'ai mentionné n'est possible que  
2 s'il y a au moins six cents (600) qui est dans  
3 l'autre sens.

4 Donc, si on regarde la comptabilité, il y a  
5 une facture pour quatorze cents (1400), il y a une  
6 facture pour six cents (600), dans un quatorze  
7 cents (1400), six cents (600) dans un sens ou dans  
8 l'autre. Mais, physiquement, quand on mesure la  
9 ligne, il y a huit cents mégawatts (800 MW) qui  
10 s'en va vers les États-Unis.

11 Q. **[110]** Bon. Vous confirmez ma compréhension, mais ce  
12 que ça me dit, ça, c'est que ça va très bien en  
13 dehors des périodes de pointe quand la  
14 configuration ne s'arrête pas à Nicolet et donc  
15 qu'il y a un lien physique et de l'exportation  
16 jusqu'à Sandy Pound. Parce que quand il n'y a plus  
17 d'exportation jusqu'à Sandy Pound, donc durant les  
18 périodes froides d'hiver où toute la contribution  
19 de HQP, de La Grande est sollicitée au Québec, bien  
20 là ça ne marche plus ces SWAP-là, on ne peut pas le  
21 faire.

22 R. O.K. Pour clarifier, l'exemple qu'on a mentionné  
23 les vingt et un (21), vingt-deux (22) janvier et le  
24 vingt-trois (23) qui étaient une pointe historique,  
25 là, même si au Québec on était en pointe

1 historique, le Producteur vendait de l'ordre de  
2 mille quatre cents mégawatts (1400 MW) heure par  
3 heure ou quatorze cents mégawatts (1400 MW), là, si  
4 on... vers la Nouvelle-Angleterre.

5 Vous allez voir dans le graphique de  
6 monsieur Raphals et je vous confirme que c'est ce  
7 qui existe dans les fichiers du New England ISO.  
8 Donc, le Producteur vendait vingt-quatre (24)  
9 heures par jour ou presque, là, quatorze cents  
10 mégawatts (1400 MW) vers la Nouvelle-Angleterre,  
11 même...

12 Parce que, O.K., on dit, pour le Québec, on  
13 doit rapatrier cette production-là vers Nicolet...  
14 vers... de Nicolet, ça empêche d'envoyer des flux  
15 de Sandy Pound vers Nicolet, mais ça n'empêche pas  
16 des flux de Nicolet vers Sandy Pound. Et là c'est  
17 exactement ce que monsieur Aucoin nous a dit, là.  
18 Puis si vous allez voir les chiffres, là, c'est ça  
19 qu'il y avait.

20 Donc, il y avait encore, au moment de cette  
21 pointe historique là huit cents mégawatts (800 MW)  
22 nets qui s'en allaient vers la Nouvelle-Angleterre,  
23 de Nicolet vers Sandy Pound. Ça marche dans un  
24 sens, ça ne marche pas dans l'autre dans cette  
25 configuration-là.

1 Q. [111] Je vous remercie puis je vais aller lire les  
2 notes sténo. Mais, ce n'est pas parce que je ne  
3 vous crois pas, là, mais, je veux être sûr de mon  
4 coup. Il y a-tu une autre question? Non, je n'ai  
5 pas d'autres questions, on va arrêter ça là.

6 Oh! Midi et vingt (12 h 20). Comme nos  
7 calendriers, ça, je disais. Nous allons prendre une  
8 pause dîner. Après dîner, ce sera votre tour,  
9 Maître Sicard, et votre témoin. Et Maître Neuman,  
10 assurément aujourd'hui on va entendre PNW. Comme  
11 ça, s'ils ont... Parce que j'avais compris de votre  
12 planification que vos témoins avaient des  
13 impossibilités pour la semaine prochaine.

14 (12 h 20)

15 Me DOMINIQUE NEUMAN :

16 Oui. Dominique Neuman pour PNW. C'est effectivement  
17 ce que nous surveillons depuis hier et aujourd'hui.  
18 Pour nous, c'est essentiel que PNW passe  
19 aujourd'hui puisque notre témoin quitte, retourne  
20 en avion.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Oui.

23 Me DOMINIQUE NEUMAN :

24 Monsieur Mukash retourne en avion demain et il y a  
25 l'enjeu de la traduction aussi.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Oui.

3 Me DOMINIQUE NEUMAN :

4 Pour ce qui est de SÉ/AQLPA, si on peut passer  
5 aussi, ce serait bien.

6 LE PRÉSIDENT :

7 On va jouer ça à l'oreille.

8 Me DOMINIQUE NEUMAN :

9 O.K. O.K. Merci.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Donc, assurément après dîner, donc nous allons être  
12 de retour à treize heures trente (13 h 30).

13 C'est correct, Monsieur le Sténographe? Alors, bon  
14 dîner à tous.

15 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

16 REPRISE DE L'AUDIENCE

17 (13 h 34)

18 LE PRÉSIDENT :

19 Désolé du retard. Nous voici.

20 PREUVE DE L'UNION DES CONSOMMATEURS

21 Me HÉLÈNE SICARD :

22 Écoutez, je pense qu'à peu près tout le monde a  
23 pris un peu de retard, alors que vous en preniez un  
24 peu, c'est... c'est en ligne avec le dossier, à  
25 quelque part. Mais, je vous promets que, nous, on

1 va être rapide.

2 Alors, Hélène Sicard pour l'Union des  
3 consommateurs. Il y a déjà au dossier un affidavit  
4 de déposé pour l'adoption de la preuve. Par contre,  
5 on aura une présentation qui vous a été distribuée.  
6 Une fois que madame aura été... Viviane de Tilly  
7 qui est dans la boîte, aura été assermentée, je lui  
8 ferai adopter sa présentation. J'ai deux copies  
9 pour vous, les autres ont été distribuées. Je  
10 m'excuse.

11

12 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-sixième  
13 (26e) jour du mois de mai, A COMPARU :

14

15 VIVIANE De TILLY, Analyste, ayant une place  
16 d'affaires au 7000, Avenue du Parc, bureau 201,  
17 Montréal (Québec);

18

19 LAQUELLE, après avoir fait une affirmation  
20 solennelle, dépose et dit :

21

22 INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

23 Q. **[112]** Alors, bonjour, Madame De Tilly. Avez-vous,  
24 dans un premier temps, des modifications à apporter  
25 à la preuve C-UC-0009 qui est votre mémoire?

1 Mme VIVIANE DE TILLY :

2 R. Non.

3 Q. **[113]** Maintenant, on a devant nous une présentation  
4 que j'ai déposée et que je vais coter C-UC-0012.  
5 Corrigez-moi si j'ai tort, Madame la Greffière.

6

7 C-UC-0012 : Présentation de l'Union des  
8 consommateurs

9

10 Alors, est-ce que vous avez préparé et est-ce que  
11 fait partie de votre preuve cette présentation?

12 R. Oui.

13 Q. **[114]** Alors, je vous invite à nous faire votre  
14 présentation.

15 R. Alors, bonjour Messieurs. Bonjour Madame. Je vais  
16 faire vraiment une courte présentation du mémoire  
17 d'Union des consommateurs. Je vais vous rappeler  
18 qu'Union des consommateurs est un organisme à but  
19 non lucratif qui regroupe dix (10) ACEF, entre  
20 autres. Les mémoires qui sont déposés par UC sont  
21 discutés dans le cadre des travaux du comité  
22 énergie qui regroupe des représentants des ACEF et  
23 des analystes internes d'Union des consommateurs.

24 Alors, selon UC, le plan

25 d'approvisionnement deux mille dix-sept, deux mille

1 vingt-six (2017-2026) du Distributeur ne présente  
2 pas d'enjeux majeurs, sinon celui de gérer des  
3 surplus en énergie. Et l'aurait-on cru, il n'y a  
4 pas si longtemps, ce plan présente peu d'enjeux  
5 d'approvisionnement en puissance, sinon pour  
6 évaluer les coûts évités qui sont très volatiles  
7 puisqu'ils oscillent selon les mois, selon les  
8 années entre vingt dollars le kilowatt (20 \$/kW) et  
9 cent six (106 \$/kW), évidemment, selon la demande  
10 et l'horizon considéré.

11 Or, les coûts évités sont un intrant  
12 fondamental pour évaluer la rentabilité des  
13 programmes de gestion de la demande ou même des  
14 programmes de vente d'électricité. Nous sommes  
15 d'avis, donc qu'une image la plus récente et  
16 réaliste possible de l'équilibre énergétique est  
17 nécessaire particulièrement dans un contexte de  
18 grande volatilité de la demande.

19 Un exemple récent nous indique comment la  
20 volatilité de la demande lorsque appréhendée trop  
21 tard, ici on va parler de quelques semaines tout au  
22 plus, peut être très coûteuse pour les clients du  
23 Distributeur.

24 Alors, je nous ramène pas très loin en  
25 arrière. On est en automne deux mille quatorze

1 (2014). Alors, dans le cadre du dossier 3864, le  
2 Distributeur demandait à la Régie la permission de  
3 réaliser un appel d'offres pour mille mégawatts  
4 (1000 MW) de puissance. À cette époque, le  
5 Distributeur insistait, il avait besoin de mille  
6 mégawatts (1000 MW). La Régie avait toutefois  
7 modéré ses ardeurs et lui a permis un appel  
8 d'offres de cinq cents mégawatts (500 MW)  
9 seulement, bien s'en fut.

10 Un an plus tard, on est en deux mille  
11 quinze (2015), en octobre deux mille quinze (2015),  
12 alors dans son état d'avancement deux mille quinze  
13 (2015) du plan d'approvisionnement deux mille  
14 quatorze (2014), deux mille vingt-trois (2014-2023)  
15 sur la base de ventes réelles de sept mois  
16 normalisées, le Distributeur ne semblait pas trop  
17 s'inquiéter du niveau des ventes au résidentiel et  
18 il n'a constaté en fait qu'un retard de point cinq  
19 térawattheure (0,5 TWh) par rapport aux données de  
20 l'état d'avancement deux mille quatorze (2014).

21 C'est à peu près au même moment que la  
22 Régie, dans le cadre du dossier R-3939-2015,  
23 approuvait trois contrats d'approvisionnement avec  
24 le Producteur totalisant cinq cents mégawatts  
25 (500 MW) à un coût de cent six dollars le

1 kilowattheure (106 \$/kWh).

2 Dans le cadre de ce dossier, la Régie avait  
3 demandé d'ailleurs au Distributeur de reconfirmer  
4 les volumes à acquérir et ainsi que les dates de  
5 début des livraisons.

6 (13 h 39)

7 En novembre deux mille quinze (2015)...  
8 J'ai l'impression d'être dans un thriller  
9 réglementaire. Alors, en novembre deux mille quinze  
10 (2015), dans le cadre de ce dossier, à la pièce  
11 HQD-3, Document 3, le Distributeur écrivait :

12 L'évolution de la prévision des  
13 besoins en puissance ne modifie en  
14 rien la nécessité d'acquérir la  
15 totalité des cinq cents mégawatts  
16 (500 MW) de puissance dès deux mille  
17 dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-  
18 2019), mais vient au contraire  
19 confirmer le caractère nécessaire  
20 justifié et prudent d'une telle  
21 acquisition.

22 Alors, pourtant, dans le dossier 3980-2016, nous  
23 avons appris avec surprise que les ventes  
24 d'électricité s'étaient effondrées en deux mille  
25 quinze (2015) au Québec. Le Distributeur écrivait,

1 et je vous réfère à la pièce HQD-16, Document 1.2  
2 de ce dossier, du dossier 3980, alors le  
3 Distributeur écrivait avoir constaté en deux mille  
4 quinze (2015) les écarts de prévision. On parle  
5 quand même d'un effondrement des ventes de près de  
6 deux térawattheures (2 TWh) au résidentiel ou à peu  
7 près cinq cents mégawatts (500 MW).

8 Il a alors réalisé un sondage pour savoir  
9 ce qui s'était passé. Alors, on entend beaucoup  
10 parler de ce sondage-là depuis quelques mois.  
11 Alors, on a appris que les clients résidentiels  
12 avaient, depuis deux mille quinze (2015), baissé  
13 leur point de consigne du chauffage, qu'ils avaient  
14 acheté plus de lumières Dell, que les consommations  
15 unitaires des nouveaux logements étaient plus  
16 faibles que prévues étant donné l'entrée en vigueur  
17 en deux mille douze (2012) de nouvelles règles  
18 d'efficacité des nouveaux bâtiments.

19 Il s'agit de changements très importants  
20 qui se sont manifestés cependant très soudainement  
21 dans les deux derniers mois de deux mille quinze  
22 (2015). Malheureusement après l'approbation par la  
23 Régie des contrats de cinq cents mégawatts (500 MW)  
24 avec le Producteur, avec début des livraisons en  
25 deux mille dix-huit (2018).

1                   Comme le démontrent les données qu'on voit  
2 sur la planche 4, alors que les ventes de janvier  
3 et de février deux mille quinze (2015) étaient  
4 alignées sur la prévision, les ventes de novembre  
5 et décembre se sont effondrées avec des reculs de  
6 onze (11) et six pour cent (6 %). Je rappelle que  
7 l'effondrement des ventes au résidentiel se traduit  
8 par une diminution de la demande de près de cinq  
9 cents mégawatts (500 MW).

10                   Voilà un cas de volatilité extrême qui a  
11 des conséquences importantes. En effet, le bilan  
12 déposé par le Distributeur dans le présent dossier  
13 indique que les contrats avec le Producteur ne sont  
14 plus nécessaires à court terme. Si on retranche les  
15 cinq cents mégawatts (500 MW) prévus à partir de  
16 deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-  
17 2019), alors c'est la puissance additionnelle  
18 requise, la puissance additionnelle requise reste  
19 en deçà de la contribution des marchés externes  
20 jusqu'en deux mille vingt et un (2021).

21                   C'est donc dire que les clients du  
22 Distributeur paieront cent six dollars par kilowatt  
23 (106 \$/kW) au Producteur au lieu des vingt dollars  
24 par kilowatt (20 \$/kW) hiver sur les marchés  
25 externes pour les cinq cents mégawatts (500 MW), et

1 ce, pendant au moins trois ans. Grosso modo, c'est  
2 cent trente millions (130 M\$) de trop. Tout cela  
3 pour dire que quelques petites semaines à la fin de  
4 deux mille quinze (2015), alors qu'une étonnante  
5 volatilité des ventes s'est produite sans être  
6 constatée tant par le Distributeur, coûteront très  
7 cher aux clients du Distributeur, mais sûrement au  
8 grand plaisir du Producteur.

9 La Régie doit se prononcer sur un plan  
10 d'approvisionnement dont le bilan a été déposé en  
11 novembre dernier. De nombreux événements avec des  
12 incidences sur les choix qui seront faits en  
13 matière d'approvisionnement ou encore sur le niveau  
14 de la demande sont survenus depuis. Je parle ici de  
15 la décision D-2017-022 qui fixe les coûts évités à  
16 vingt dollars par kilowatt (20 \$/kW) hiver à assez  
17 long terme. Je parle des nouveaux programmes de  
18 gestion de la demande ou encore du programme de  
19 vente de chauffage via la substitution du mazout.

20 Je fais aussi référence au un point deux  
21 milliard (1,2 G\$) en rénovation écoresponsable  
22 annoncé dans le dernier budget du gouvernement. Je  
23 parle également de l'affirmation du PDG d'Hydro-  
24 Québec selon laquelle il se peut que, dans  
25 l'avenir, la demande au Québec ne se contente pas

1 de stagner, mais fléchisse légèrement. Affirmation  
2 qui contraste avec la progression minime de la  
3 demande d'électricité prévue par le Distributeur.

4 (13 h 44)

5 Le vingt-trois (23) mai, lundi dernier, les  
6 témoins du Distributeur ont dit que dans cette  
7 affirmation-là, probablement que le PDG d'Hydro-  
8 Québec faisait référence aux nouvelles façons de  
9 s'alimenter, c'est-à-dire de l'autoproduction qui  
10 pourrait faire que les clients disparaîtraient.  
11 Sauf que je rappelle à la Régie que le  
12 Distributeur, en deux mille quinze (2015), dans le  
13 dossier R-3933 parlait déjà de ce qu'ils appelaient  
14 le « spectre de la spirale de la mort », c'est-à-  
15 dire que beaucoup de clients s'en iraient vers  
16 l'autoproduction.

17 Alors, c'est le Distributeur qui en parlait  
18 en deux mille quinze (2015) puis là, si je  
19 comprends bien, ce n'est même pas sur l'horizon du  
20 plan d'approvisionnement. Il nous parlait du  
21 spectre de l'autoproduction mais qui ne se passera  
22 pas avant douze (12) ans puis ça devait justifier  
23 les structures tarifaires dès maintenant. Enfin,  
24 j'ai un peu de difficulté à mettre ensemble toutes  
25 ces affirmations-là.

1                   Finalement, je parle aussi de l'impact des  
2                   droits compensateurs sur le bois d'oeuvre qui  
3                   pourrait affecter la demande industrielle mais  
4                   aussi la possibilité que la biomasse nécessaire de  
5                   la cogénération disparaisse. Alors je ne sais pas  
6                   si ça serait une demande et un approvisionnement  
7                   qui disparaîtraient dans les mêmes proportions.

8                   On ne sait toujours pas ce qui va arriver  
9                   avec l'interfinancement des tarifs domestiques dont  
10                  la correction pourrait accentuer le déclin des  
11                  ventes d'électricité au résidentiel. Encore plus  
12                  près de nous, les inondations de deux mille dix-  
13                  sept (2017) pourraient rapidement avoir un impact  
14                  sur le PIB.

15                  Force est de constater que les événements  
16                  récents ont déjà ou auront un impact sur les bilans  
17                  du Distributeur et le bilan en puissance qui est  
18                  quand même dans un équilibre qui peut être précaire  
19                  selon les hypothèses qu'on utilise, peu s'en faut  
20                  pour le faire basculer avec des impacts financiers  
21                  importants comme nous l'avons vu avec la saga de  
22                  deux mille quinze (2015). En fait, une saga qui  
23                  s'est passée sur un mois.

24                  Conformément à la procédure et au  
25                  Règlement, la mise à jour complète du bilan en

1  nergie et en puissance ne se fera que le premier  
2 (1er) novembre deux mille dix-sept (2017). Cela  
3 signifie que le bilan actuel soumis à tous les  
4 aléas dont nous avons parlé est donc  
5 vraisemblablement déjà p rim . Cependant, il sera  
6 un intrant important dans la prochaine cause  
7 tarifaire et alimentera la décision sur les coûts  
8 marginaux utilisés pour évaluer les programmes de  
9 gestion de la demande, ce qui, selon nous, est  
10 inacceptable.

11 L'article 6 du Règlement sur la teneur et  
12 la p riodicite  du plan d'approvisionnement indique  
13 que dans un délai d'au plus trente (30) jours après  
14 tout  v nement majeur qui perturbe ses  
15 approvisionnements, le titulaire doit déposer pour  
16 approbation un plan d'approvisionnement décrivant  
17 la nature de l' v nement, les risques associés et  
18 les moyens mis en place ou les mesures qu'il prévoit  
19 pour y remédier.

20 Le Règlement date de deux mille un (2001),  
21 avant les multiples chocs économiques et  
22  nerg tiques qu'on a connus - je crois que ce matin  
23 on en a beaucoup parlé du changement de contexte -  
24 alors il est peut-être temps de mettre à jour ce  
25 règlement afin que la Régie puisse compter sur des

1 bilans les plus à jour possible pour prendre ses  
2 décisions.

3 En vertu de l'article 114 de la Loi de la  
4 Régie, alors la Régie peut modifier le Règlement  
5 sur la teneur et la périodicité du plan  
6 d'approvisionnement. UC lui recommande de le  
7 modifier afin qu'elle puisse demander au  
8 Distributeur une mise à jour de son bilan lorsque  
9 des événements importants individuellement ou dans  
10 leur ensemble, comme c'est le cas actuellement,  
11 affectent tant l'offre que la demande  
12 d'électricité. Par exemple, la Régie pourrait aussi  
13 demander au Distributeur de devancer le dépôt de  
14 l'état d'avancement de son plan  
15 d'approvisionnement.

16 Pour ce qui est du dossier actuel, UC  
17 considère que la désuétude des informations  
18 fournies par le Distributeur ne permet pas de jeter  
19 un regard éclairé sur la gestion des  
20 approvisionnements.

21 Par surcroît, le bilan actuel sera un  
22 intrant imprécis et imparfait au prochain dossier  
23 tarifaire et servira à établir les prochains coûts  
24 marginaux. UC recommande donc à la Régie de  
25 demander au Distributeur de présenter une mise à

1 jour de son bilan en puissance dans le dossier  
2 tarifaire deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf  
3 (2018-2019) qui sera déposé cet été. Et ça conclut  
4 ma présentation.

5 Me HÉLÈNE SICARD :

6 Merci Madame de Tilly. Alors le témoin est  
7 disponible pour contre-interrogatoire, Monsieur le  
8 Président.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Merci Maître Sicard, merci Madame de Tilly. Y a-t-  
11 il... Maître Therriault? Maître Gertler? Ah, Maître  
12 Turmel. Maître Fortin?

13 Me PIERRE FORTIN :

14 Pas de questions, Monsieur le Président.

15 (13 h 49)

16 INTERROGÉE PAR LA FORMATION

17 Me LOUISE ROZON :

18 Bonjour Madame de Tilly, Louise Rozon pour la  
19 formation.

20 R. Bonjour.

21 Q. **[115]** J'ai juste une question de précision en lien  
22 avec ce que vous venez de nous mentionner. Dans  
23 votre mémoire, vous aviez précisé :

24 À défaut d'un report et d'une mise à  
25 jour, UC recommande à la Régie de

1 réviser à la hausse les besoins en  
2 puissance.

3 Je comprends que ce n'est plus votre demande?

4 R. Non. Enfin, il a commencé à s'ajouter des  
5 événements depuis la rédaction du mémoire. Alors,  
6 en fait, idéalement, une révision, c'est ça. Une  
7 révision du bilan en puissance, ce serait l'idéal,  
8 le plus rapidement possible. Mais dans ce dossier-  
9 ci, je comprends que ça ne peut pas se faire.

10 Q. **[116]** Donc, c'est pour le prochain dossier  
11 tarifaire, c'est ce que vous demandez?

12 R. Oui.

13 Q. **[117]** C'est bon. Je n'ai pas d'autres questions.  
14 Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Q. **[118]** J'aurai une petite question. Vous avez  
17 mentionné, puis je me souviens que les questions de  
18 maître Sicard avaient porté là-dessus aussi,  
19 concernant les inondations, vous avez mentionné, un  
20 impact sur le PIB. Qu'est-ce que vous avez en tête,  
21 un impact à la hausse ou à la baisse sur le PIB?

22 R. Bien, on a vu que, en Alberta, ça a eu un impact à  
23 la baisse sur le PIB. Enfin, il me semble, oui. Et  
24 ce n'est pas clair, ce n'est pas clair l'impact que  
25 ça peut avoir. À court terme, ça peut avoir un

1 impact positif, parce qu'il va y avoir des travaux  
2 de reconstruction. Mais ce n'est pas garanti que ça  
3 perdure. Et ça peut avoir un impact négatif par la  
4 suite. Et c'est un des éléments. Ça ne veut pas  
5 dire que c'est majeur. C'est un des éléments. Il  
6 s'est passé plein de petites choses ou de grandes.  
7 Mais mis ensemble, c'est peut-être suffisant pour  
8 remettre en question la prévision de la demande.

9 Q. **[119]** O.K. Je comprends que c'était plus ça votre  
10 point?

11 R. Oui.

12 Q. **[120]** D'aligner une série d'événements qui  
13 plaidaient en faveur d'une mise à jour?

14 R. Oui.

15 Q. **[121]** Parce que, effectivement, entre économistes,  
16 on pourrait ne pas s'entendre sur l'impact réel des  
17 inondations. Puis je ne souhaite pas ça à personne,  
18 puis je ne veux pas faire du pouce sur le malheur  
19 de ces personnes-là.

20 R. Non.

21 Q. **[122]** Mais, effectivement, des catastrophes comme  
22 ça sont souvent suivies de fortes périodes  
23 d'activité économique.

24 R. Oui. C'est ça. Ce qui a été constaté en Alberta, je  
25 pense, à court terme, ça a eu un impact positif,

1           mais ça n'a pas perduré. Et que ça s'est peut-être  
2           même traduit par une diminution du PIB.

3           Q. **[123]** Vous évoquez Fort McMurray?

4           R. Non, les inondations.

5           Q. **[124]** Ah, les inondations!

6           R. Oui.

7           Q. **[125]** O.K. C'est tout. Merci beaucoup.

8           R. C'est moi qui vous remercie.

9           Q. **[126]** Donc vous êtes libérée. À moins que vous ayez  
10          un réinterrogatoire.

11          Me HÉLÈNE SICARD :

12          Non. Merci, Monsieur le Président. Je vous souhaite  
13          une bonne fin de journée.

14          LE PRÉSIDENT :

15          Merci.

16          Me HÉLÈNE SICARD :

17          Moi, je vais vous dire à tous « à la semaine  
18          prochaine ». Ce n'est pas que ceux qui vont  
19          témoigner ne sont pas intéressants, mais je dois...

20          LE PRÉSIDENT :

21          Non, non, c'est correct. Mais vous étiez inquiète  
22          pour la semaine prochaine.

23          Me HÉLÈNE SICARD :

24          Je suis de moins en moins inquiète. Vous m'avez  
25          répondu que si ça devait être rajouté, ce serait le

1           vendredi.

2           LE PRÉSIDENT :

3           C'est ça.

4           Me HÉLÈNE SICARD :

5           Donc, tout est prévu, tout est organisé.

6           LE PRÉSIDENT :

7           Parfait.

8           Me HÉLÈNE SICARD :

9           Si ça devait être vendredi, je serai là.

10          LE PRÉSIDENT :

11          Et comme vous voyez, maître Neuman...

12          Me HÉLÈNE SICARD :

13          On avance bien.

14          LE PRÉSIDENT :

15          ... arrive. C'est le cas. Ça se peut très bien

16          qu'on rattrape aujourd'hui tout le retard qu'on

17          avait pris. Auquel cas le calendrier serait sur les

18          rails. Merci beaucoup. Maître Neuman, comme convenu

19          nous allons entendre d'abord les témoins de PNW.

20          Me DOMINIQUE NEUMAN :

21          Oui. Bonjour, Monsieur le Président, Madame et

22          Monsieur les régisseurs. Dominique Neuman pour PNW.

23          Je vous demanderais peut-être quelques instants

24          pour que nous puissions ajuster l'ordinateur qui se

25          trouve sur la table, nous avons parlé à madame la

1 greffière hier, pour nous assurer que nous  
2 pourrions être en ligne si jamais nous avons besoin  
3 de vous montrer quelque chose.

4 (13 h 55)

5 LE PRÉSIDENT :

6 Vous doutez de notre connexion Internet! Au pire,  
7 Maître Neuman, si c'est vraiment important, je  
8 pense qu'on a accès à Internet, nous, ça fait que  
9 vous nous direz où aller.

10 Me DOMINIQUE NEUMAN :

11 Oui, exactement. En fait, bien, c'était quelque  
12 chose d'autre. En tout cas, on va voir au besoin.  
13 Donc, Dominique Neuman pour Whapmagoostui First  
14 Nation, la Première Nation Whapmagoostui. Donc,  
15 bonjour Monsieur le Président, Madame, Monsieur les  
16 Régisseurs. Nous avons trois témoins qui sont prêts  
17 à être assermentés.

18

19 PREUVE PNW - PANEL

20

21 L'an deux mille dix-sept (2017), ce vingt-sixième  
22 (26e) jour du mois de mai, ont comparu :

23

24 GUY MORIN, avocat-médiateur, ayant une place  
25 d'affaires au 6895, 8e Avenue, Montréal (Québec);

1

2 MATTHEW MUKASH, President, Nimschu Iskudow, having  
3 a place of business at pursue energy projects in  
4 our territory (Quebec);

5

6 JEAN SCHIETTEKATTE, conseiller technique de la  
7 Communauté de la Whapmagoostui Première Nation,  
8 ayant une place d'affaires au 1463, Riverdale,  
9 Sainte-Adèle (Québec);

10

11 LESQUELS, après avoir fait une affirmation  
12 solennelle, déposent et disent :

13

14 INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

15 Q. **[127]** Good afternoon Mr. Mukash. You won't need a  
16 translator for my questions but maybe for some  
17 others. First of all, although you mentioned it  
18 briefly, could you explain to the Régie in what  
19 capacity you are here today.

20 Mr. MATTHEW MUKASH:

21 (Introduction en langue crie)

22 A. I just wanted, in my own words, I wanted to express  
23 my gratitude, sorry about that, my gratitude for  
24 having me here today and, also, I wanted to  
25 acknowledge that we are on Mohawk territory and I

1 want to recognise that. I also want to thank, on  
2 behalf of the, I represent the Whapmagoostui First  
3 Nation in this testimony. I want to thank the Régie  
4 for its role in giving us the opportunity to hear  
5 us.

6 Q. **[128]** Have you been mandated by any political  
7 authority of the Whapmagoostui First Nation?

8 A. Yes, the company that I represent is owned eighty-  
9 five percent (85%) by the Whapmagoostui First  
10 Nation, which is my community and I specifically  
11 was mandated to speak with Hydro-Quebec on this  
12 project and also to represent the Whapmagoostui  
13 First Nation.

14 Q. **[129]** This is the second time you are testifying  
15 before the Régie. Could you briefly remind the  
16 Régie about what your first testimony was about?  
17 (14 h 01)

18 A. Yes, I was here on June nineteen (19) two thousand  
19 fourteen (2014) and I had the opportunity to  
20 testify concerning the quality of services that's  
21 provided by the Distributor in my community, the  
22 electrical supply to the arena and also the price  
23 of diesel. That was what my presentation was about.

24 Q. **[130]** First of all, could you explain to the Régie  
25 what the word "Whapmagoostui" means.

1 A. Whapmagoostui means the river of the whales,  
2 specifically the beluga, the white whale.

3 Q. **[131]** The Community used to have another name and I  
4 will ask you what is that name because that name  
5 appears in the James Bay and Northern Quebec  
6 Agreement of which I will file some excerpts next  
7 week so could you indicate what is the former name  
8 used by the Community.

9 A. That would be Kuujjuarapik, that is set in the  
10 language of the Inuit, the Inuktitut. It's called  
11 Kujjuarapik which means middle-size river.

12 Q. **[132]** And before, was there another English name by  
13 which the Community used to be called?

14 A. It has four names, the other two are, in English,  
15 it's Great Whale River, in French is la Grande-  
16 Baleine, Poste-de-la-Baleine.

17 Q. **[133]** Poste-de-la-Baleine.

18 A. Yes.

19 Q. **[134]** Where is your Community located and what is  
20 the singularity of your Community?

21 A. The Community of Whapmagoostui in Kujjuarapik is  
22 located just above the fifty-fifth (55th) parallel  
23 of latitude. It originally was a summer gathering  
24 place and it became a permanent community during  
25 the fur trade when the Hudson Bay Company

1 established its post there.

2 Q. **[135]** First of all, still on the names, what do you  
3 think about the fact that the Distributor only  
4 refers to Kujjuarapik when a reference is made to  
5 the specific off-grid network where you live.

6 A. The James Bay and Northern Quebec Agreement, which  
7 is a modern-day treaty, was signed in nineteen  
8 seventy-five (1975) and under that agreement, the  
9 municipality, the Inuit and the Cree Communities  
10 were separated. One was incorporated under the  
11 Quebec Municipalities Act, the other one under a  
12 federal law and we are more or less a divided  
13 community in that we have two fire halls, we have  
14 two police forces that work in the Community. We  
15 have two school boards and the model of housing is  
16 also different.

17 The only infrastructures that we share are  
18 the church, the bar, the courthouse, a public  
19 swimming pool, of course the stores, the coop and  
20 northern stores and, of course, the powerhouse.

21 Q. **[136]** In that list that you mentioned, does that  
22 include the arena?

23 A. Yes, it does.

24 Q. **[137]** Okay. So, you are the president of a company  
25 called Nimschu Iskudow. Can you tell us more about

1 this entity and its purpose.

2 A. It was in two thousand eleven (2011) that the  
3 Whapmagoostui First Nation learned about Hydro-  
4 Quebec's plan to replace the current diesel plant  
5 in Whapmagoostui-Kujjuarapik. I was mandated to  
6 negotiate with Hydro-Quebec for an alternative  
7 energy project to replace the existing diesel power  
8 plant. As such, as part of having been named a  
9 representative of the Whapmagoostui First Nation  
10 since two thousand eleven (2011), I'm also the  
11 President of Nimschu Iskudow, which developed a  
12 project for consideration by Hydro-Quebec.

13 The name Nimschu Iskudow was specifically  
14 created to develop green energy as an alternative  
15 to the diesel power plant and Nimschu Iskudow, in  
16 regard to the project, this project it represents  
17 the Whapmagoostui First Nation.

18 We have a common vision with Hydro-Quebec  
19 which is to develop the project at the best price  
20 and in respect of the needs of the Community, such  
21 as preservation of the environment, the quality of  
22 service and job creation for our Community. Nimschu  
23 Iskudow, as I said earlier, is owned eighty-five  
24 percent (85%) by the Whapmagoostui First Nation,  
25 and fifteen percent (15%) by the Cree community of

1 Wemindji. To date, we have spent five million  
2 dollars (\$5 M) in developing the project that has  
3 been proposed to Hydro-Québec.

4 Q. **[138]** Okay. You mentioned that Nimschu Iskudow has  
5 spent five million (5 M) in developing that  
6 project?

7 A. Yes we have.

8 Q. **[139]** Did that money come from any external source?

9 A. It came from grants from the Government of Canada,  
10 and also from the Government of Quebec.

11 Q. **[140]** Okay. Did you have any meetings with the  
12 Distributors' representatives concerning the  
13 project proposed by the community of Whapmagoostui?

14 A. Yes. I don't recall exactly how many meetings I had  
15 with... either personally or by telephone. But the  
16 first time, the first meeting that I participated  
17 was held on October twenty-third (23rd), two  
18 thousand eleven (2011). And the last meeting I  
19 attended was by telephone conference. It was held  
20 on February two thousand sixteen (2016).

21 Q. **[141]** Could you mention to us what is the status of  
22 the project developed by the Whapmagoostui  
23 community as of today?

24 A. Well last year, we address two thousand sixteen  
25 (2016), we were told by Hydro-Québec Distribution

1 that it was issuing RFP for the Whapmagoostui  
2 Kuujjuarapik network, and that would be in the fall  
3 of two thousand sixteen (2016). This was confirmed  
4 in Hydro-Québec's strategic plan for two thousand  
5 sixteen (2016) to twenty twenty (2020). This was  
6 also confirmed to us in an email from Mr. Pierre  
7 Chabot dated April twenty-seven (27), two thousand  
8 sixteen (2016)...

9 Q. **[142]** Mr. Pierre Chabot is who? Who is Mr. Pierre  
10 Chabot? He's representing what company?

11 A. Hydro-Québec.

12 Q. **[143]** Okay.

13 A. And also, this matter was... this communication was  
14 confirmed by Chief Louisa Wynne of the  
15 Whapmagoostui First Nation in her letter dated  
16 March twenty-third (23rd), two thousand and  
17 seventeen (2017) to the president of Hydro-Québec,  
18 Éric Martel.

19 Q. **[144]** Okay. For reference, this letter has been  
20 filed two days ago before the Régie. It's a  
21 document that we filed. This March twenty-third  
22 (23rd), two thousand and seventeen (2017) letter.

23 Me PIERRE FORTIN :

24 Je crois que ça serait la pièce C-PNW-0013). Sauf  
25 erreur. Datée du vingt-trois (23) mars deux mille

1 dix-sept (2017). C'est bien ça, Maître Neuman?

2 Me DOMINIQUE NEUMAN :

3 Oui.

4 Me PIERRE FORTIN :

5 Bien.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Le document est daté... Bien, dans notre système il  
8 est du vingt-cinq (25) mai, là.

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Parce qu'il a été déposé le vingt-cinq (25) mai.

11 Me PIERRE FORTIN :

12 C'est ça.

13 LE PRÉSIDENT :

14 C'est bien ça. C-PNW-0013.

15 Me DOMINIQUE NEUMAN :

16 Q. **[145]** Okay. So you mentioned that representatives  
17 of Hydro-Québec mentioned that there would be an  
18 RFP. For what zone, what territorial area were you  
19 told that RFP would be for?

20 Mr. MATTHEW MUKASH:

21 A. This was for our community. Whapmagoostui-  
22 Kuujjuarapik.

23 Q. **[146]** At that time, was it mentioned that it would  
24 be for the whole area of northern Quebec, or half  
25 of it?

1 A. No. It was only for our community.

2 Q. **[147]** When were you made aware about the fact that  
3 a request for proposal was being postponed?

4 A. We only learned about this when Hydro-Québec's new  
5 supply plan was filed with the Régie for approval.

6 Q. **[148]** Was the Whapmagoostui First Nation consulted  
7 with respect to the change of strategy, and I'm  
8 talking about the two aspects that you just  
9 mentioned: first, the fact that it was postponed,  
10 and the fact that it would no longer be only for  
11 the Whapmagoostui-Kuujjuarapik grid?

12 (14 h 11)

13 A. The Whapmagoostui First Nation was never consulted,  
14 no. This fact is also confirmed in Chief Wynne's  
15 letter to Éric Martel, president of Hydro-Québec.

16 Q. **[149]** As the president of the Whapmagoostui  
17 Corporation, which is... Sorry. Nimschu Iskudow.  
18 Did you approach Inuit representatives in the  
19 framework of the development of your project?

20 A. We signed a non-disclosure agreement with Sakkuq  
21 Land Holding Corporation, which is based in  
22 Kuujjuarapik, and also with Makivik Corporation.

23 Q. **[150]** Excuse me, Makivik?

24 A. Yes.

25 Q. **[151]** Yes. I'm just a bit concerned, because the

1 stenographer will have to write all those words  
2 that you're pronouncing.

3 A. Okay.

4 Q. **[152]** So please, make sure that you pronounce them  
5 in such a way that...

6 A. Yes.

7 Q. **[153]** ... it will be written.

8 A. Okay. We held a number of meetings with the  
9 representatives of Sakkuq Land Holding Corporation,  
10 and we made presentations on a project and offered  
11 them various options, in view for them to take an  
12 active role in the project. We never had the  
13 indication that the Inuit were opposed to the  
14 project. It was just a question of, on how they  
15 wished to... they would wish to participate as  
16 partners.

17 Contrary to what Mr. Zayat indicated  
18 yesterday to the Régie regarding the Inuit's  
19 opposition to our proposal, we never received a  
20 formal notice from the Inuit parties in this  
21 respect. We always understood that the project was  
22 in the development stage, and that it was... it was  
23 always an opportunity to change it, if we didn't  
24 agree with some aspects of it.

25 There is no question that the principal of

1 Inuit... Cree-Inuit stakeholder cooperation must be  
2 respected with respect to the process for  
3 implementing Hydro-Québec's supply plan. We don't  
4 want to see Hydro-Québec playing, you know, the  
5 Cree-Inuit parties against each other. Which seems  
6 to be the case.

7 Q. **[154]** To your knowledge, would it be possible for  
8 Kuujjuarapik to respond to a request for proposal  
9 for the replacement of the diesel power plant?

10 A. It really depends on the criteria set by Hydro-  
11 Québec for the RFP. In the discussion we had with  
12 the Inuit of Kuujjuarapik in the framework of the  
13 development of our proposed project, we asked them  
14 if it would be possible to install a biomass plant  
15 on their land. Their answer was that there was no  
16 lot available, considering that the vacant lots are  
17 being set aside for residential housing purposes.

18 I would also add that for the wind, as we  
19 demonstrated in our report, the only site for  
20 possible location of wind turbines is on the Cree  
21 side of our community. For various reasons,  
22 including bird migration patterns. The best  
23 location for wind turbines and related equipment is  
24 on the hills behind our community.

25 As such, any upgrade component to the

1 current diesel power plant, such as wind, biomass,  
2 solar, must be placed within category 1A lands of  
3 the Cree.

4 Q. **[155]** We refer the Régie to a document that was  
5 also filed two days ago. I think it was registered  
6 yesterday. It was a map showing the Whapmagoostui  
7 and Kuujjuarapik communities. It should be C-0014?  
8 Yes? And it's PN... C-PNW-0014. And it's PNW-3,  
9 document 1. So on this map, Mr. President, Monsieur  
10 et Madame les Régisseurs, you'll see there's a  
11 short zone near the bay which is indicated as  
12 category 1 Inuit. This is the Kuujjuarapik village?  
13 Okay. Yes.

14 So you see at the centre of the screen,  
15 there's... you see the words "1 Inuit," which  
16 refers to a long strip of land near the Bay, okay.  
17 Yes, Mr. Morin is showing it. Do you have the  
18 cursor? Okay, yeah. There.

19 And just southeast a bit, there's a much  
20 larger zone, which is designated as 1A Cree. And...

21 A. Can I...

22 Q. **[156]** Okay, Mr. Mukash, if you want...

23 A. All right, that's much better. This area here is  
24 the Inuit category 1 land under the James Bay  
25 Northern Quebec Agreement. This is where the

1 community, their residential housing lots are,  
2 within this... this here is category 1A land for  
3 the Cree. This is where we have our community.  
4 These are lots all the way... this is about twenty-  
5 five (25) kilometres, this part here.

6 So, as you can see, the Inuit don't have  
7 very much land to develop wind energy, or any other  
8 type of resource development. And also, the  
9 migration patterns of the birds, the geese, in the  
10 fall, they will come this way. So we couldn't  
11 install the wind turbines here because of that. The  
12 wind turbines would be situated around here.

13 Q. [157] And I note that Mr. Mukash was pointing to an  
14 are in the 1A zone on the map.

15 THE PRESIDENT:

16 Was it on the 1B zone, or...

17 Me DOMINIQUE NEUMAN:

18 No, 1A. 1A.

19 THE PRESIDENT:

20 1A.

21 Me DOMINIQUE NEUMAN:

22 Yes.

23 THE PRESIDENT:

24 So, on the same side of the river?

25

1 Me DOMINIQUE NEUMAN:

2 Yes...

3 Q. **[158]** Well, Mr. Mukash, can you comment on that?

4 It's on the same side of the river?

5 Mr. MATTHEW MUKASH:

6 A. It's on the same side of the river, yes, on the  
7 north side.

8 Q. **[159]** So, both villages, the villages themselves,  
9 they're on the north side of the river, and they're  
10 close by? People can walk from one village to  
11 another?

12 A. There's only one community, and the delineation of  
13 the jurisdictions are not visible, so you can visit  
14 your neighbour, either a Cree or Inuit, on the same  
15 block.

16 Q. **[160]** Okay, Mr. Mukash, can you tell us if the  
17 Whapmagoostui-Kuujuuarapik still have some quality  
18 of service issues? And if yes, were these issues  
19 resolved by the Distributor? And for that purpose,  
20 I will refer to another document which was filed  
21 before the Régie, which was both the report, the  
22 main report of the First Nations, which is PNW...  
23 let me... it's C-PNW-011, and an annex that... I'm  
24 sorry, the report itself is C-PNW-009, and an  
25 annex, which is the letter of Mr. Mukash, is

1 C-PNW-0011. So, could you comment on the quality of  
2 service issues?

3 A. Yes. The quality of service has always been a  
4 problem for our community. If you ask the same  
5 question to all residents of Whapmagoostui-  
6 Kuujjuarapik, they would most likely answer the  
7 same.

8 We still have outages from time to time.  
9 Hydro Québec has not resolved any issues. As you  
10 can see in our report, again, on annex 5, the  
11 engineering firm that we hired installed a metre to  
12 measure the behaviour of incoming current in my  
13 house, and this metre was damaged irreparably by  
14 one of the outages we had last year.

15 Q. [161] Okay, just a second, we're going to that  
16 excerpt of the report, that's the pictures in annex  
17 5. Yes, so we're looking at the... so that was the  
18 metre to measure... that's what happened to the  
19 metre...

20 A. Yes.

21 Q. [162] ... to measure the current in your house?

22 A. Yes.

23 Q. [163] Okay. Does it happen... do you have any  
24 problems with any electrical apparatus in the  
25 village when you... are there any problems that you

1 encounter?

2 A. There are some things that happen, there are some  
3 appliances that are damaged, but they're not  
4 reported, so we don't have a record of those things  
5 that take place when there are outages. But there  
6 is a big concern because a lot of people use  
7 computers now.

8 Q. **[164]** Okay. Are there other quality of service  
9 issues that you want to discuss?

10 A. Yeah, there are reports of some computer screens  
11 that break because of the outages that we have. You  
12 know, just last year, in May, we had over ten (10)  
13 outages in one month, so I'm not sure it was  
14 because Hydro Québec was replacing an equipment,  
15 but that happened sometimes, even during the  
16 coldest months of the winter.

17 Q. **[165]** Okay. I'll just ask an additional detail on  
18 that. The project that the Whapmagoostui First  
19 Nations had, would it have... if it's put into  
20 place, would it have any effect on these quality of  
21 service issues?

22 A. I'm not a technician, but I have my colleague here  
23 who can attest to that. But certainly the equipment  
24 that we've studied, because we used the best people  
25 in the industry, in the wind energy industry, also

1 in biomass, and the other technologies that we  
2 pursued, so they're able to tell us that, if our  
3 project was to go through, we wouldn't have these  
4 problems, because you have four components to the  
5 system. So, if the diesel part of it is out, we  
6 still have three components. If the biomass is out,  
7 we still have three. We also have the battery...  
8 one of the components is a battery system, a huge  
9 battery.

10 Q. **[166]** Okay. Do you believe that the Whapmagoostui-  
11 Kuujjuarapik community could eventually eliminate  
12 its dependence on fossil fuels?

13 (14 h 26)

14 A. Probably not in the short term. It's because, even  
15 with the proposed upgrade that we have, we still  
16 need the fossil fuel to heat our homes. So, it  
17 would take a while for us unless there was enough  
18 power to replace the furnaces with electric  
19 heaters.

20 Q. **[167]** Okay. So, I thank you very much, Mr. Mukash,  
21 and my next question is for Mr. Morin. Monsieur  
22 Morin, je vous demanderais si vous pouviez  
23 expliquer brièvement, sur le plan juridique, quel  
24 est le régime qui régit les différentes catégories  
25 de terres pour les communautés de Whapmagoostui et

1 Kuujuuarapik.

2 (14 h 26)

3 M. GUY MORIN :

4 R. Bien, ma réponse ça va être très bref dans la  
5 mesure où c'est la Convention de la Baie-James qui  
6 spécifie les catégories de terre sur lesquelles les  
7 Cris et les Inuits ont la responsabilité. Et dans  
8 un premier temps, au point de vue local, il y a la  
9 ville de, le village plutôt de Kuujuuarapik. Et de  
10 la façon que ça fonctionne, c'est qu'il y a un côté  
11 politique qui est le conseil de ville de  
12 Kuujuuarapik et il y a aussi ce qu'on appelle en  
13 anglais -les termes sont souvent en anglais- c'est  
14 le Landholding Corporation. Et ce que monsieur  
15 Mukash parlait tout à l'heure, c'est le Sakkuq  
16 Landholding Corporation.

17 Sakkuq Landholding Corporation, c'est si  
18 vous avez quelque chose à construire chez les  
19 Inuits, vous devez obtenir un permis du Landholding  
20 Corporation. Le côté politique, le côté du village  
21 va offrir des services à la communauté, à ses  
22 membres. Du côté, chez les Cris, de la façon que ça  
23 fonctionne, c'est que ce qu'on appelait autrefois  
24 un conseil de bande, chez les Cris, ils sont régis  
25 par la Loi sur les Cris Naskapis qui se trouve à

1 être la loi qui met en oeuvre la Convention de la  
2 Baie-James.

3 Il faut aussi comprendre dans ce contexte-  
4 là que la convention de la Baie-James, c'est un  
5 traité au sens de la loi constitutionnelle de mil  
6 neuf cent quatre-vingt-deux (1982) qui est protégée  
7 en vertu de l'article 35. Donc, c'est une loi qui a  
8 force, loi constitutionnelle, donc elle prime sur  
9 les autres lois.

10 Il faut aussi comprendre qu'il y a des  
11 instances régionales. Chez les Cris, il y a le  
12 gouvernement de la Nation crie. Il y a aussi...  
13 chez les Cris, il y a le gouvernement de la Nation  
14 crie et le Grand Conseil des Cris. Le gouvernement  
15 de la Nation crie, c'est un peu comme le  
16 gouvernement, le parallèle du gouvernement du  
17 Québec. Alors que le Grand Conseil des Cris serait  
18 plus le parlement comme tel, où est-ce que c'est  
19 l'aile politique. Chez les Inuits, au niveau  
20 régional, il y a le gouvernement régional Kativik,  
21 le KRG, le terme qu'on emploie souvent. Et le  
22 parallèle politique, c'est la Société Makivik.

23 Donc, tous ces gens-là que je viens de  
24 nommer, ces sept différents paliers-là seraient  
25 éventuellement appelés à s'asseoir puis à signer

1 une entente pour n'importe quel projet de  
2 développement qu'il y aurait à Whapmagoostui et  
3 Kuujjuarapik.

4           Moi, je dois vous avouer bien franchement  
5 que je suis profondément déçu d'être ici  
6 aujourd'hui puis d'avoir à vous expliquer ça, dans  
7 la mesure où Hydro-Québec a un devoir de fiduciaire  
8 à l'égard des peuples autochtones, autant les  
9 Inuits que les Cris. Et au lieu d'être ici devant  
10 vous en train de vous expliquer ça, les parties  
11 devraient être en train de discuter, comme ils ont  
12 fait pour les gens des Îles-de-la-Madeleine, c'est-  
13 à-dire qu'est-ce qui fait en sorte qu'on pourrait  
14 faire un projet qui puisse répondre à l'ensemble  
15 des besoins de la communauté.

16           Parce qu'il faut comprendre, c'est qu'il y  
17 a des enjeux économiques qui sont extrêmement  
18 importants du côté des Inuits. Pourquoi les Inuits?  
19 On a appris dans le témoignage de monsieur Zayat  
20 que les Inuits sont contre le projet. Monsieur  
21 Mukash a expliqué longuement, en tout cas, toutes  
22 les démarches qui ont été faites par la société  
23 Nimschu Iskudow afin de s'assurer que les Inuits  
24 puissent embarquer dans le projet. Mais les Inuits  
25 n'ont pas d'avantage économique à le faire, parce

1 que, comme ça a été mentionné par monsieur Zayat,  
2 il y a deux compagnies inuites qui fournissent les  
3 quantités de pétrole pour l'ensemble des quatorze  
4 (14) communautés inuites. Donc, les Inuits n'ont  
5 pas d'avantage à voir arriver des projets d'énergie  
6 verte.

7 Et l'autre chose, c'est que les Inuits ne  
8 sont pas prêts à pouvoir le faire, parce que, bon,  
9 d'un point de vue économique, ils n'ont pas  
10 l'intérêt, mais chez les Cris, ça fait depuis deux  
11 mille onze (2011) qu'ils se préparent à pouvoir  
12 enfin mettre sur pied un projet qui va être  
13 créateur d'emploi, qui va être porteur, qui va leur  
14 permettre de s'approprier d'une facilité pour  
15 produire de l'énergie. Et croyez-moi, c'est rare,  
16 c'est extrêmement rare dans des communautés  
17 nordiques où on peut avoir un projet qui va leur  
18 permettre de créer de l'emploi, qui va leur  
19 permettre d'être une source de revenu. C'est  
20 extrêmement rare. C'est une opportunité qui est  
21 absolument... d'une grande importance, autant chez  
22 les Cris que chez les Inuits.

23 (14 h 31)

24 En définitive, les Cris et les Inuits n'ont  
25 pas le choix. Ils sont obligés de s'entendre. Ça

1 fait des millénaires qu'ils se côtoient. Ils vont  
2 continuer à se côtoyer. Puis ils ont l'obligation  
3 de faire en sorte que de trouver un terrain  
4 d'entente, mais je suis profondément déçu du  
5 Distributeur dans le présent dossier parce que du  
6 moment qu'il a su que les Inuits n'étaient pas  
7 d'accord, ils auraient dû former une table puis  
8 permettre qu'il y ait un dialogue parce que, nous,  
9 du côté de chez les Cris, on a appris que les  
10 Inuits s'opposent au projet. On ne le savait même  
11 pas, on a tout fait, on a fait plusieurs démarches  
12 pour permettre d'amener les Inuits pour discuter du  
13 projet, mais on n'a jamais eu de réponse comme  
14 telle, on attend encore des réponses. Et la  
15 réponse, bien elle est venue par Hydro-Québec.

16 Et Hydro-Québec, selon moi, a fait défaut  
17 d'en informer, d'une part, le promoteur avec qui il  
18 négocie, on pourra discuter de savoir s'il y a des  
19 négociations ou pas, mais il y a des pourparlers du  
20 moins pour mettre sur pied un projet. Et puis à mon  
21 sens, s'il y a une chose que la Régie peut faire,  
22 c'est de dire à Hydro-Québec « s'il vous plaît,  
23 pouvez-vous faire en sorte que vous... créez une  
24 façon de permettre à ces gens-là de se parler pour  
25 trouver un terrain d'entente. »

1 Et l'autre chose aussi qui est importante,  
2 c'est qu'on mette une échéance parce qu'on peut  
3 discuter, là. Moi, ce que je ferais, je serais  
4 tellement ravi de dire que dans trois ans je ne  
5 serai pas en train de vous parler et à vous dire  
6 exactement la même chose, que monsieur Mukash a  
7 fait en sorte que, enfin il y a un processus  
8 d'appel d'offres qui n'existait pas avant que  
9 monsieur Mukash vienne faire en sorte que vous  
10 recommandiez à Hydro-Québec de mettre sur place des  
11 appels de propositions.

12 Et c'est absolument essentiel que quelqu'un  
13 fasse une conciliation entre les intérêt des  
14 différentes parties prenantes qui sont présentement  
15 impliquées parce que de toute façon elles sont  
16 obligées de s'entendre. Je ne sais pas si je  
17 réponds à votre question, Maître.

18 Q. **[168]** Oui. Oui, absolument. Je voudrais vous poser  
19 également une question sur un détail particulier.  
20 Le nom d'une corporation a été mentionné par  
21 monsieur Zayat dans son témoignage. Il a dit qu'il  
22 y avait une nouvelle corporation inuite. Est-ce que  
23 vous savez si cette corporation a un statut  
24 quelconque par rapport aux autorités politiques  
25 inuits?

1 R. Oui. Bien, en fait ce qu'il arrive, c'est que  
2 les... je vais prendre un petit...

3 Q. **[169]** Est-ce que vous pouvez rappeler le nom de la  
4 corporation qui a été...

5 R. Je ne sais pas exactement. Je crois que c'est Power  
6 Co, mais il y a un autre... il y a un autre nom qui  
7 a été associé. Mais, à ma connaissance, on est  
8 encore au stade de projet. Ce qu'il est important  
9 de comprendre, c'est que, en vertu de la loi sur  
10 les Cris Naskapis, la Première Nation de  
11 Whapmagoostui ne peut pas entreprendre  
12 d'obligations commerciales. Ils doivent... ils  
13 peuvent le faire, mais via un subsidiaire qui est  
14 une société, une corporation incorporée avec... Ils  
15 peuvent être actionnaire, mais ils ne peuvent pas  
16 le faire directement. Alors, c'est ce qui explique  
17 pourquoi la communauté de Whapmagoostui a créer la  
18 société Nimschu Iskudow, justement dans le but  
19 d'avoir ce véhicule corporatif-là, pour une  
20 question de diminution de risques et d'éviter que  
21 les avoirs de la communauté puissent être donnés en  
22 garantie sur des projets, et caetera.

23 Alors, ça permet d'avoir ce qu'on appelle  
24 en anglais « delay at armlenght » à distance, et de  
25 limiter la responsabilité de la société, bien, de

1 la Nation. Et il y a un parallèle qui est à peu  
2 près similaire du côté des Inuits, d'où la création  
3 de cette société-là.

4 Q. **[170]** O.K.

5 R. Donc, juste pour terminer là-dessus, c'est que si  
6 jamais... Il va y avoir un projet et ça, j'en suis  
7 convaincu. Quand ça? Ça reste la question. Mais,  
8 c'est sûr que ces deux entités-là vont être  
9 ensemble pour construire un projet. Hydro ne pourra  
10 pas choisir qui sont les compagnies parce qu'en  
11 vertu de la convention de la Baie-James, puis il y  
12 a une disposition entre autres à l'article 24... 23  
13 et 24 là qui sont un peu le miroir et le parallèle,  
14 qui oblige le gouvernement ou tout promoteur qui  
15 fait un projet de développement sur le territoire  
16 de donner une préférence aux parties prenantes que  
17 sont les Cris et les Inuits.

18 Q. **[171]** O.K. Cette société, je vais revenir sur la  
19 société inuite. Vous avez dit que c'était peut-être  
20 un projet. Est-ce que la société, la corporation en  
21 question, est-ce qu'elle a été... est-ce qu'elle  
22 existe? Est-ce qu'elle a été formée?

23 (14 h 36)

24 R. Pas à ma connaissance, je pense que c'est au stade  
25 de projet. La compagnie est formée dans le but

1           justement de pouvoir faire la conversion aux  
2           énergies vertes des différentes centrales au diesel  
3           qui sont dans les communautés inuites.

4    Q. **[172]** Et est-ce qu'elle est liée à une institution  
5           politique quelconque du côté inuit?

6    R. Oui, mais ma compréhension, c'est que c'est Makivik  
7           Corporation qui est le principal actionnaire. Et  
8           probablement qu'une des deux coops qui existent sur  
9           le territoire cri serait l'autre actionnaire.

10   Q. **[173]** Sur le territoire cri?

11   R. Territoire inuit. Pardon.

12   Q. **[174]** Merci. Je vous remercie beaucoup, Monsieur  
13           Morin. Est-ce qu'il y avait quelque chose que vous  
14           désiriez ajouter avant que je passe à monsieur  
15           Schiettekatte?

16   R. Non, je pense avoir fait le tour de ce que je  
17           voulais dire.

18   Q. **[175]** Bonjour, Monsieur Schiettekatte. D'abord, je  
19           vous demanderais de relater quel est votre statut  
20           dans le dossier? Vous l'avez décrit très brièvement  
21           quand vous avez été assermenté tout à l'heure.

22           M. JEAN SCHIETTEKATTE :

23   R. Oui. Bien, j'ai été nommé, en fait, à la première  
24           réunion qui a eu lieu avec Hydro-Québec en octobre  
25           deux mille onze (2011) que rappelait Matthew.

1 Matthew a été nommé le responsable politique et,  
2 moi, j'ai été nommé le responsable technique de la  
3 communauté. C'était le chef George qui avait écrit  
4 à monsieur, je pense que c'était Roger Perron qui  
5 était directeur des réseaux autonomes à l'époque.

6 Q. [176] Des réseaux autonomes d'Hydro-Québec?

7 R. D'Hydro-Québec, oui.

8 Q. [177] Est-ce que, durant ces rencontres qui ont été  
9 mentionnées tout à l'heure, entre la Première  
10 Nation de Whapmagoostui et le Distributeur, Hydro-  
11 Québec, est-ce que l'accroissement de la capacité  
12 installée de la centrale de Kuujjuarapik a été  
13 discuté? En fait, avant de vous poser cette  
14 question, en fait, je vous demanderais de décrire,  
15 parce que ça a été évoqué, en quoi consiste le  
16 projet qui a été soumis par la communauté? Je vais  
17 vous demander d'abord de préciser davantage.

18 R. O.K. Bien, je peux vous parler du projet dans son  
19 état actuel. Mais il y avait un projet à l'époque  
20 et que, nous, on avait présenté. Puis, bon, ça a  
21 fait l'objet de discussions avec Hydro-Québec.  
22 Alors, le premier projet était de remplacer cent  
23 pour cent de l'énergie, c'est-à-dire d'abandonner  
24 le diesel et de proposer une solution qui était  
25 cent pour cent de l'énergie renouvelable. Je veux

1 peut-être attirer votre attention, quand monsieur  
2 Zayat dit qu'il n'y a pas de projet qui existe où  
3 il y a uniquement de l'énergie renouvelable, on a  
4 invité Hydro-Québec à venir visiter une centrale à  
5 la ville de Dafeng en Chine qui fonctionne déjà  
6 depuis plusieurs années, qui est cent pour cent de  
7 l'énergie renouvelable verte avec des éoliennes,  
8 des batteries.

9 C'était notre intention dans le processus  
10 de départ. Mais avec des discussions avec Hydro-  
11 Québec qui nous a expliqué qu'ils voulaient assurer  
12 la pérennité de leur réseau, qu'ils voulaient  
13 conserver la partie diesel, on a modifié notre  
14 design pour arriver à une solution où on fait ce  
15 qu'on appelle un taux de pénétration, qui est quand  
16 même élevé, de soixante-dix pour cent (70 %) et on  
17 conserve la centrale d'Hydro-Québec pour trente  
18 pour cent (30 %).

19 C'était, selon nos calculs, une solution  
20 qui permettait de rencontrer à la fois les critères  
21 d'Hydro-Québec d'économie ou de coût évité ou, bon,  
22 autres barèmes qu'ils peuvent utiliser et, d'un  
23 autre côté, satisfaire les besoins de la communauté  
24 d'avoir des énergies renouvelables vertes et  
25 d'aller de l'avant. Alors, cette centrale-là, c'est

1 la solution de regarder diverses technologies.

2 On a fait le processus qu'Hydro-Québec fait  
3 maintenant, on l'a fait déjà. On a vu, on a été  
4 voir plusieurs fournisseurs. Et on a fait un  
5 balisage qui nous a permis d'arriver à une solution  
6 qui était optimale pour la zone, pour... en fait,  
7 la zone de Whapmagoostui-Kuujuarapik, qui était de  
8 la biomasse et un système éolien avec une batterie.  
9 C'était l'utilisation de regarder différentes  
10 solutions. Mais la solution qui a été retenue,  
11 c'est celle-là.

12 Q. [178] Sur la localisation, monsieur Mukash a parlé  
13 des enjeux de localisation. Est-ce que vous avez  
14 quelque chose à... Est-ce que vous confirmez que,  
15 au niveau de la localisation, où les éoliennes  
16 doivent être placées?

17 R. Oui, je confirme. Et d'ailleurs, vous allez trouver  
18 dans le rapport qu'on a présenté un rapport d'une  
19 firme indépendante qui, en fait, est d'ailleurs, le  
20 même consultant qu'Hydro-Québec utilise, qui est la  
21 firme... C'est la firme Arista. Je ne vais pas  
22 rentrer dans le détail. Mais je veux juste vous  
23 montrer un petit peu. Ça correspond... Je ne sais  
24 pas si le pointeur...

25 (14 h 42)

1                   Ici, c'est la zone que Matthew vous  
2                   décrivait au bord de l'eau, qui est la zone des  
3                   Inuits, la catégorie 1 Inuit et la catégorie 1-A  
4                   des Cris est, en fait, cette zone-là ici. Alors,  
5                   vous voyez que les endroits qui sont les plus  
6                   foncés c'est où il y a le meilleur vent et si on  
7                   veut franchir les critères de coûts de rentabilité  
8                   d'Hydro-Québec, de meilleurs coûts, il faut un vent  
9                   qui est à une certaine vitesse.

10                  Alors, c'est strictement impossible de  
11                  faire un projet rentable si on se base sur le  
12                  territoire des Inuits. Il faut absolument que ce  
13                  soit du côté des Cris, c'est le seul endroit, et  
14                  c'est une, en fait, c'est une étude qui a été faite  
15                  par Arista, une indépendante qu'on a engagée qui  
16                  permet de démontrer ça.

17                  Il y a un autre point très important pour  
18                  moi puis on l'a fait avec les Inuits mais avec les  
19                  enfants. On a fait une étude d'impact  
20                  environnemental, on a eu des consultants qui sont  
21                  allés sur place. Ils ont même fait des programmes  
22                  dans l'école inuite avec les jeunes Inuits pour  
23                  leur démontrer, puis ils ont fait des campagnes  
24                  d'observation et on a vu que les oiseaux migraient  
25                  sur le bord de la côte. Alors, il était impossible

1 d'aller utiliser une éolienne, ça ne serait pas  
2 acceptable au niveau environnemental, on n'aura  
3 jamais le permis environnemental.

4           Alors, les Inuits, comme les Cris,  
5 l'environnement c'est quelque chose de très  
6 important. Ils veulent protéger leurs terres, ils  
7 veulent s'assurer que le projet se fasse dans le  
8 bien de l'environnement. On l'a peut-être vu dans  
9 d'autres projets comme le projet des Îles-de-la-  
10 Madeleine où ça n'avait pas été fait.

11           Nous, on pense qu'avant de lancer un appel  
12 d'offres, ces études-là doivent être faites pour  
13 tenir compte du milieu. On l'avait dit à Hydro-  
14 Québec mais ils sont quand même allés de l'avant  
15 dans d'autres projets, comme les Îles-de-la-  
16 Madeleine, sans faire l'étude avant, ce qui a fait  
17 des retards.

18           On a suivi un petit peu ce processus-là  
19 mais ce qui est très intéressant ici, le résultat  
20 c'est qu'on ne pourra pas faire de projet d'éolien  
21 ou d'énergie renouvelable parce qu'il ne faut pas  
22 se cacher, là, il n'y en a pas cent (100) sortes  
23 d'énergie renouvelable : il y a du solaire, il y a  
24 du vent qui pourrait être utilisé dans le Nord et  
25 la biomasse. Il n'y a pas grand-chose d'autre.

1       Alors, si vous voulez faire ça, bien, il va falloir  
2       que vous parliez aux Cris parce que c'est sur leur  
3       territoire.

4       Q. [179] Oui, est-ce que vous avez quelque chose à  
5       ajouter quant au taux de pénétration de l'énergie  
6       renouvelable?

7       R. Oui. Oui, c'est ça. Il y a un point très important  
8       dans tous ces projets-là, dans tous les projets  
9       d'énergie renouvelable, que ce soit ici, en Alaska,  
10      dans le reste du monde, il y a un critère qui est  
11      toujours utilisé par toutes, toutes, toutes les  
12      entités qui font des appels d'offres, c'est le  
13      critère de taux de pénétration.

14               Alors, on va toujours chercher à savoir,  
15      chez les soumissionnaires ou les gens qui proposent  
16      des projets, c'est quoi le taux de pénétration  
17      d'énergie renouvelable qu'ils veulent avoir. On le  
18      voit un petit peu dans le cas des Îles-de-la-  
19      Madeleine où il y a un taux de pénétration très bas  
20      dans le premier appel d'offres.

21               Et dans notre cas, le critère de design qui  
22      avait été utilisé, c'est toujours d'arriver à un  
23      taux de pénétration d'environ, dans le cas de  
24      Whapmagoostui, la modélisation qu'on a faite,  
25      l'optimal économique est au niveau de soixante-dix

1 pour cent (70 %). Puis dans le rapport, j'ai  
2 présenté une étude qui a été faite par une firme  
3 qui fait énormément d'études de projets de réseaux  
4 isolés et la moyenne est environ, optimal au niveau  
5 économie, parce que je pense que c'est ça que la  
6 Régie devrait regarder, c'est de protéger l'intérêt  
7 des consommateurs, c'est-à-dire avoir un projet qui  
8 est rentable, c'est toujours entre soixante (60) et  
9 quatre-vingts pour cent (80 %). C'est là que le,  
10 comme je disais, le sweet spot est au niveau de la  
11 rentabilité.

12 Alors ça serait, selon moi, un critère très  
13 important à mettre dans les processus de design de  
14 projets. On ne retrouve pas ça dans les appels  
15 d'offres, là, je ne veux pas y référer parce qu'on  
16 ne veut pas mais c'est un critère pour moi que je  
17 trouve qui est très, très important, de retrouver  
18 un objectif de taux de pénétration.

19 Alors nous, on recommande à la Régie  
20 d'intégrer dans la grille d'évaluation des projets  
21 un taux minimum de pénétration d'énergie  
22 renouvelable, alors que ça soit entre soixante (60)  
23 puis quatre-vingts pour cent (80 %). Dans le cas de  
24 Whapmagoostui, c'est autour de soixante-dix pour  
25 cent (70 %).

1 Q. **[180]** Ces choses-là que vous mentionnez, est-ce que  
2 vous en avez parlé avec Hydro-Québec?

3 R. Oui. Oui, bien en fait, ça a fait partie des  
4 discussions dès le début du projet. Quand vous  
5 commencez un projet d'énergie, que ça soit un  
6 projet intégré sur le réseau ou un projet qui est  
7 off-grid, il y a des critères de base puis ça, ça  
8 en est un. Alors Hydro-Québec nous a dit, puis ils  
9 sont très consistants, ils disent « On veut  
10 conserver dans nos projets, un équipement qui  
11 fonctionne à trente pour cent (30 %) de sa capacité  
12 pour assurer la pérennité du réseau. »

13 (14 h 46)

14 Alors, on fait des calculs pour conserver  
15 ça. Puis, là, on optimise le reste de la  
16 pénétration pour arriver à soixante-dix (70 %) ou  
17 soixante pour cent (60 %) ou quatre-vingts pour  
18 cent (80 %). Puis, ça, je suis d'accord avec Hydro-  
19 Québec. Chaque réseau est différent. Mais vous  
20 pouvez assurer que c'est au moins soixante pour  
21 cent (60 %). Pour s'assurer que l'énergie  
22 renouvelable soit faite, bien, il faut demander ces  
23 critères-là.

24 Q. **[181]** Nous avons appris il y a quelques instants de  
25 monsieur Mukash, et c'est dans la preuve écrite,

1 qu'il existe des problèmes de qualité de service  
2 sur le réseau de Whapmagoostui-Kuujuuarapik. Est-ce  
3 que ces questions ont été discutées lors de vos  
4 rencontres avec Hydro-Québec Distribution? Est-ce  
5 qu'il y a des solutions qui ont été évoquées?

6 R. Oui. Je pourrais dire qu'avec deux aspects. Un  
7 premier aspect dans la discussion qui était faite  
8 originalement en deux mille onze-deux mille douze  
9 (2011-2012), on a demandé, puis c'est pour ça qu'on  
10 installait dans le réseau une batterie. C'était  
11 pour régler ces problèmes-là. Puis c'est pour  
12 éviter de créer deux classes de consommateurs. Si  
13 on continue à utiliser les réseaux comme ils sont,  
14 la qualité n'est pas ce qu'on retrouve dans le sud,  
15 de loin.

16 Alors, ce qu'on cherche à faire, c'est,  
17 avec les nouvelles technologies qui sont maintenant  
18 disponibles, on est capable d'attirer, d'arriver à  
19 un taux de service, de qualité de service qui est  
20 comparable pour tous les Québécois. Bien, les  
21 Québécois, les Premières Nations, entre autres. Ce  
22 que, nous, on recommandait, puis qu'on recommande  
23 encore, c'est, oui, il y a un enjeu de coûts, mais  
24 l'enjeu de qualité de service, ce n'est pas normal  
25 qu'il y a des Québécois qui n'ont pas le même

1 service, qu'ils soient dans le Grand Nord ou ici.

2 Je ne sais pas si j'avais un autre point.

3 Bon. J'en ai parlé un petit peu ailleurs. Puis  
4 cette qualité de service-là, elle est aussi  
5 acceptable dans d'autres centrales qui existent,  
6 qui sont cent pour cent d'énergie renouvelable,  
7 mais elles ont toutes des batteries, puis qui  
8 permettent d'arriver à une qualité de service qui  
9 est équivalente au diesel. Vous pouvez éliminer le  
10 diesel.

11 Une anecdote. Dans la visite où on avait  
12 invité Hydro-Québec, qui n'était pas venue, on  
13 avait amené un des chefs cris, puis la première  
14 chose qu'il a faite, c'est ouvrir le panneau de la  
15 génératrice. Il a vu que la génératrice de cette  
16 centrale-là, de cette communauté-là n'avait pas  
17 plus que dix heures ou vingt heures. C'était les  
18 heures de virement de maintenance minimum. Donc, la  
19 communauté avait une génératrice qui ne servait  
20 pas, qui était juste en urgence, qui était en  
21 « cold reserve ». Et l'énergie qui était fournie à  
22 la communauté était cent pour cent renouvelable à  
23 partir d'éoliens et une batterie.

24 C'est important de démontrer ça, parce  
25 que... C'est important parce que, nous, ce qu'on

1           demanderait à la Régie, en fait, c'est d'utiliser  
2           les mêmes paramètres qu'on a utilisés dans notre  
3           projet pilote, pour régler ce genre de chose-là  
4           puis d'utiliser les normes de qualité qui nous  
5           avaient été imposées. Si vous regardez bien dans le  
6           rapport qu'on vous a présenté, Hydro-Québec a fait  
7           des commentaires sur notre étude et sur nos  
8           critères de design...

9           Q. **[182]** Est-ce que vous pouvez référer à l'annexe  
10           spécifique du rapport dont vous parlez en ce  
11           moment?

12           R. Oui. Je peux aller dans le rapport lui-même. Je  
13           pense qu'il y a une place qu'on... On le cherche.  
14           C'est la place où Hydro-Québec fait les  
15           commentaires sur notre rapport puis accepte les  
16           critères.

17           Q. **[183]** Excusez-moi, Monsieur Schiettakatte! Tout ce  
18           que vous dites au micro va être dans la  
19           transcription. De toute façon, le rapport commenté  
20           se trouve en annexe aussi, c'est bien ça?  
21           Simplement dites dans vos propres termes ce qui  
22           s'est passé, ce dont vous voulez parler.

23           (14 h 52)

24           R. Ce qui s'est passé, c'est très simple, c'est qu'on  
25           a demandé, on a fait, avec ces échanges-là ou de la

1 solution qui était cent pour cent (100 %) énergie  
2 renouvelable pour arriver à une solution de  
3 soixante-dix pour cent (70 %). On a présenté nos  
4 critères de design à Hydro-Québec, Hydro-Québec les  
5 a commentés, puis une fois qu'on s'est entendu sur  
6 le processus, on a commencé. Puis un des critères  
7 qui était très important, qui était dans le  
8 rapport, c'est qu'on devait utiliser les normes du  
9 réseau intégré. Ce n'était pas une norme spéciale  
10 pour les réseaux autonomes. Alors l'idée, c'était  
11 d'avoir la même qualité de service dans le nord que  
12 dans le sud.

13 Q. **[184]** C'est ça. Et...

14 R. Je vous le résume.

15 Q. **[185]** Cette norme de réseau intégré, elle venait  
16 de... C'est vous qui aviez fait le choix, c'est  
17 Hydro-Québec qui a fait le choix de...

18 R. C'est Hydro-Québec qui a demandé, qui a  
19 spécifiquement demandé que ça soit la norme de  
20 réseau de qualité de service du sud. Alors, je ne  
21 vous fais pas dire que c'est plus cher faire cette  
22 norme-là que de faire ce que Hydro-Québec fait  
23 actuellement dans les réseaux autonomes.

24 Q. **[186]** Avant de continuer avec monsieur  
25 Schiettekatte, I will ask a question to Mr. Mukash.

1           Would you have anything to add on that aspect that  
2           Mr. Schiettekatte mentioned about... Well, he  
3           mentioned the idea of not having two classes of  
4           customers in Quebec. Could you expand on that?

5           Mr. MATTHEW MUKASH:

6           A. Well, I think it's important for us not to be  
7           regarded as second-class citizens. We have  
8           agreements with the Government of Quebec,  
9           Government of Canada, Hydro-Québec, that  
10          specifically state that we have to talk with each  
11          other, or deal with each other at the same level as  
12          everybody else.

13                    So, in the north, it is sometimes a case  
14          where... The people living in the north are  
15          sometimes punished for being in the north. For  
16          instance, we don't have high speed internet. That's  
17          one of the services that we lack. But when a  
18          service like energy directly affects the household,  
19          the home, the family, it's important that we have  
20          the same quality of service than anybody else that  
21          lives in Quebec, in the south.

22                    By the way, I was a bit concerned, hurt to  
23          learn that in this hearing, Hydro-Québec referred  
24          to us as second-class citizens.

25          Q. [187] Thank you Mr. Mukash. I will go back to

1 Mr. Schiettekatte. Monsieur Schiettekatte, quand  
2 avez-vous appris l'ajout de génératrices  
3 supplémentaires à la centrale diesel?

4 M. JEAN SCHIETTEKATTE :

5 R. On a appris l'intégration de la nouvelle  
6 génératrice lors de la publication du plan  
7 d'approvisionnement. On a été assez étonnés de  
8 cette installation-là parce qu'on avait été très  
9 clairs avec Hydro-Québec, cette génératrice-là de  
10 mille huit cents kilowatts (1800 kW) avait été  
11 discutée en deux mille onze (2011) lors des  
12 premières rencontres puis c'était, l'idée c'était  
13 de ne pas l'installer et de faire une centrale  
14 d'énergie renouvelable à l'époque.

15 Alors, on a été très, très surpris  
16 d'apprendre que là, le Distributeur avait installé  
17 cette génératrice-là. Selon nous, bien, il existe  
18 des meilleures solutions à moindre coût puis  
19 d'énergie renouvelable alors je ne comprends pas  
20 pourquoi ça, ça a été fait.

21 Dans ce cadre-là, nous, ce qu'on voyait, en  
22 fait, c'est un petit peu ça que, puis ça, je pense  
23 que monsieur Zayat fait une discussion sur ça, nous  
24 on ne comprend pas pourquoi l'appel de puissance  
25 n'est pas intégré dans l'appel d'offres. On ne

1 comprend pas pourquoi ça devrait être gardé par  
2 Hydro-Québec. Il y a beaucoup d'endroits où c'est  
3 fait par un fournisseur puis je pense que ça  
4 pourrait être fait par un fournisseur. Je ne pense  
5 pas que la qualité de service qu'on a actuellement  
6 nous assure une bonne fiabilité puis je pense que  
7 le projet qu'on a proposé nous donnerait une  
8 meilleure qualité de service.

9 Alors, on ne voit pas pourquoi ça ne serait  
10 pas dans l'appel d'offres de fournir aussi la  
11 puissance. Alors, c'était une des recommandations  
12 qu'on faisait aussi dans notre rapport d'intégrer  
13 la composante d'achat de puissance dans l'appel  
14 d'offres puis je pense, selon moi, ça va protéger  
15 l'intérêt des consommateurs aussi parce que vous  
16 allez avoir un meilleur prix.

17 Q. **[188]** Oui. Monsieur Schiettekatte, le fait d'avoir  
18 un approvisionnement électrique issu de la biomasse  
19 ainsi qu'une batterie, qu'est-ce que cela apporte  
20 du point de vue de la puissance dans la communauté?

21 R. Ça, c'est un point intéressant. En fait, quand  
22 monsieur Zayat parlait, il comparait toutes les  
23 formes d'énergie dans un même bloc. Mais en fait,  
24 les formes d'énergie renouvelable sont très  
25 différentes. Il y en a certaines qui sont

1 intermittentes, puis il y en a d'autres qui ne le  
2 sont pas. Alors, on ne peut pas appliquer les mêmes  
3 règles ou les mêmes contrats dans les deux cas.  
4 Alors nous, on cherche à trouver une solution dans  
5 laquelle on balance l'utilisation des différentes  
6 sources d'énergie pour arriver à la meilleure  
7 composante. Alors, c'est un petit peu ça que je  
8 recommanderais de ce côté-là.

9 Je pense que du côté de la biomasse c'est  
10 assez clair. On transporte de la biomasse  
11 actuellement en Europe, les sociétés d'énergie  
12 européenne utilise notre biomasse pour faire des  
13 projets. Moi je ne comprends pas qu'on ne serait  
14 pas capables de la transporter dans le Grand Nord  
15 puis faire de l'énergie avec.

16 Si c'est rentable pour aller faire de  
17 l'énergie en Europe avec nos peletts qui partent du  
18 sud du Québec, bien, ça devrait être faisable de  
19 faire ça dans le Grand Nord puis c'est ce que nous  
20 on a fait dans cette étude-là, on a démontré que  
21 c'était rentable de faire ça, puis surtout avec les  
22 tarifs qui sont payés dans le Nord.

23 (14 h 59)

24 Q. **[189]** I'll go back to Mr. Mukash. Mr. Mukash, was  
25 the First Nation of Whapmagoostui consulted when

1 the decision was made by Hydro-Québec to add a new  
2 unit, a new generating unit to its diesel plant?

3 Mr. MATTHEW MUKASH:

4 A. We were never consulted, as far as I know. I work  
5 closely with the Band Council, with the Council of  
6 the Whapmagoostui First Nation, and they usually  
7 inform us of any issue that is related to the  
8 projects that we're developing. And we were never  
9 consulted.

10 The only thing I want to add to this is  
11 that the Whapmagoostui First Nation has a backlog  
12 of ninety (90) housing units, as we speak. There's  
13 also a new hospital that we'll build within the  
14 next two years. And our community is developing  
15 pretty fast, and we want to make sure that we have  
16 the energy, the power to meet those needs, the  
17 energy needs of our community. Thank you.

18 Q. [190] Oui. Monsieur Morin, vous voulez ajouter?

19 M. GUY MORIN :

20 R. Oui, juste pour ajouter, quand monsieur Mukash  
21 mentionne que la communauté se développe très  
22 rapidement, sur le dernier recensement, la  
23 croissance de la population de Whapmagoostui est de  
24 douze point six pour cent (12.6 %), comparativement  
25 à celle du Québec qui est de trois point quelque

1       pour cent (3 %). Fait que c'est une... Quand on  
2       parle que c'est une communauté qui croît  
3       rapidement, là, ce n'est pas juste un petit peu,  
4       là. C'est d'ailleurs vrai chez... Bien, dans la  
5       plupart des nations autochtones.

6       Q. **[191]** Mr. Mukash, I will also ask you, and maybe  
7       Mr. Schiettekatte could expand on that. Was there  
8       any change made to the parc de carburant, to the  
9       fuel tank... the fuel tank area of the community by  
10      Hydro-Québec?

11      Mr. MATTHEW MUKASH:

12      A. Yes. They installed two tanks beside the existing  
13      power plant. It was within the last year or so.

14      Q. **[192]** Was it before or after the new generating  
15      unit was... arrived?

16      A. It was before.

17      Q. **[193]** Okay. And was the First Nation of  
18      Whapmagoostui ever consulted as to the purpose of  
19      these additions to the fuel tanks?

20      A. No, we were not.

21      Q. **[194]** Je vais revenir à monsieur Schiettekatte.  
22      Vous soulevez l'appel d'offres d'Obedjiwan qui a  
23      été cité par monsieur Zayat comme un exemple de  
24      projet en cours de réalisation grâce à l'offre de  
25      marché. Est-ce que vous avez des commentaires quant

1 à cet exemple d'Obedjiwan?

2 M. JEAN SCHIETTEKATTE :

3 R. Oui bien j'aurais plusieurs commentaires. Ce qui  
4 nous, nous inquiète, en fait, notre préoccupation,  
5 c'est que c'est plus l'application de ces critères-  
6 là dans d'autres communautés, dont la nôtre. Un des  
7 aspects, en fait, que j'ai appris lors du  
8 témoignage de monsieur Mukash, c'était - pas de  
9 monsieur Mukash, de monsieur Zayat - c'était  
10 vraiment le, comme, le... le traitement qui était  
11 réservé à la biomasse.

12 (15 h 02)

13 En fait, la biomasse c'est une source  
14 d'énergie très intéressante pour nous au Québec,  
15 parce qu'on en a. Et elle est disponible. Puis on  
16 peut l'amener dans le Grand Nord. Puis elle n'est  
17 pas intermittente. On peut s'en servir pour, en  
18 fait, remplacer une grande partie du diesel, parce  
19 qu'on peut donner ce qu'on appelle des consignes de  
20 puissance. Alors, on est capable de dire à telle  
21 heure, je veux tant de puissance, puis on règle la  
22 biomasse puis ça nous donne cette énergie-là. On  
23 n'est pas capable de faire ça avec les sources  
24 intermittentes.

25 Alors, ce qui est un petit peu inquiétant,

1 c'est que, dans les formules qui sont présentées  
2 actuellement, on n'appelle pas ça de la puissance,  
3 on trouve toutes sortes de termes. Je ne veux pas  
4 rentrer dans le débat de l'appel d'offres, mais si  
5 vous regardez sur le site web, c'est public,  
6 d'Hydro-Québec pour Obedjiwan, ils ont encore  
7 déposé un nouveau addendum dans lequel ils  
8 définissent encore des nouvelles formes de  
9 définitions pour définir l'énergie. Ils ont toutes  
10 sortes de mots pour définir, en fait, ce qui est de  
11 la puissance.

12 Moi, j'inviterais Hydro-Québec à appeler un  
13 chat un chat. Puis d'appeler, dire qu'ils font,  
14 oui, qu'ils font un achat de puissance puis qu'ils  
15 le définissent clairement. Nous, c'est sûr que,  
16 comme conseillers techniques, si un jour on arrive  
17 là avec Hydro-Québec, on va demander que ce soit  
18 écrit, que ce soit appelé de la puissance, parce  
19 que c'est ça la définition. Ce n'est pas d'autre  
20 chose que ça.

21 Il y a d'autres enjeux qui sont reliés à ça  
22 aussi. Mais ce qui est très important dans le cadre  
23 ici, c'est de dire, oui, il y a un achat de  
24 puissance. Puis, ça, c'est grâce que si on a une  
25 source d'énergie renouvelable, qui n'est pas

1 intermittente, qu'elle nous permet de faire ça. On  
2 devrait même être content de faire ça. Mais il  
3 semble ici que, pour toutes sortes de raisons, on  
4 ne veut pas appeler ça de la puissance. Mais c'est  
5 de la puissance.

6 M. GUY MORIN :

7 R. Pour rajouter là-dessus. Hier, monsieur Zayat a  
8 mentionné quelque chose du genre que, on ne veut  
9 pas avoir des promoteurs qui se présentent chez  
10 nous avec toutes sortes de projets pour nous  
11 présenter quelque chose qu'on n'a pas besoin. Nous,  
12 on se retrouve dans une situation où est-ce qu'on  
13 se présente devant un promoteur qui ne sait pas ce  
14 qu'il veut, parce qu'il y a énormément  
15 d'improvisation à tout depuis deux mille onze  
16 (2011) quant à la nature des besoins du projet.

17 Et NI a tout fait pour répondre à ça. Puis,  
18 là, à tout bout de champ, ça change. Par exemple,  
19 on devait avoir un appel, un processus d'appel  
20 d'offres pour deux mille seize (2016). Et on se  
21 réveille moins de quatre mois plus tard avec un  
22 regroupement d'appels d'offres, notre communauté  
23 qui est Kuujjuarapik, qui devrait d'ailleurs être  
24 Whapmagoostui-Kuujjuarapik, se retrouve à être  
25 repoussée à deux mille vingt (2020). Puis, là, on

1 apprend que, ah, bien, c'est parce que c'est les  
2 Inuits qui ont décidé ça. Puis on se fait dire ou  
3 on apprend que, ici, on veut être transparent puis  
4 on veut donner la chance aux Inuits finalement de  
5 se faire une compagnie, de préparer, d'aller  
6 chercher des partenaires puis de pouvoir soumettre  
7 un projet.

8 Bien, moi, j'aimerais ça soumettre à la  
9 Régie que, avec un scénario comme ça, là, ça va se  
10 finir en cour. Puis c'est les avocats qui vont  
11 faire de l'argent avec ça. Parce que c'est clair,  
12 net et précis que les deux parties ont l'obligation  
13 de s'entendre. Et, ici, Hydro-Québec avantage,  
14 avantage les Inuits au détriment des Cris dans la  
15 mesure où les Cris, eux, ont travaillé depuis deux  
16 mille onze (2011) pour préparer un projet, alors  
17 que les Inuits, bien, ils étaient les fournisseurs  
18 de pétrole, ils ont un avantage à ne pas qu'il y  
19 ait finalement de conversion.

20 Et, à mon sens, c'est un manque de  
21 transparence et un avantage qui est favorable aux  
22 Inuits au détriment des Cris qui, eux, ont  
23 travaillé très fort depuis deux mille onze (2011)  
24 pour pouvoir produire quelque chose et venir avec  
25 un projet qui puisse être acceptable.

1 Q. [195] Je reviens à ce que vous avez mentionné tout  
2 à l'heure. L'information selon laquelle les Inuits  
3 seraient contre le projet, vous l'avez obtenue ici  
4 d'Hydro-Québec?

5 R. Bien, en fait, c'est ce qu'on a compris que,  
6 finalement, toutes les démarches que NI a faites  
7 pour pouvoir présenter le projet et offrir, soit  
8 que ce soit une participation financière, soit que  
9 ce soit en octroyant... en bénéficiant des revenus,  
10 ou des emplois, ou des contrats de construction,  
11 tout est ouvert sur la table. Chez les Cris, là,  
12 c'était... on était prêt à s'asseoir puis à  
13 discuter avec eux de cette possibilité-là. Mais on  
14 n'a jamais eu de réponse. Puis la seule réponse  
15 qu'on a eue, c'est, il a fallu venir ici pour  
16 l'entendre de la bouche d'Hydro-Québec. Merci  
17 Monsieur Morin, je vais passer à ma dernière  
18 question.

19 (15 h 07)

20 LE PRÉSIDENT :

21 Vous devancez ma pensée.

22 Me DOMINIQUE NEUMAN :

23 Q. [196] À monsieur Schiettekatte, on va parler de  
24 l'aréna.

25

1 M. JEAN SCHIETTEKATTE :

2 R. Oui.

3 Q. **[197]** Donc, le Distributeur, et je pense que  
4 c'était monsieur Labbé, dans son témoignage du  
5 lundi vingt-trois (23) mai deux mille dix-sept  
6 (2017), j'ai ici plusieurs pages et j'ai la page  
7 145, 146 et je pense que c'était aussi à la page  
8 148. En fait, monsieur Labbé c'était à la page 148,  
9 je pense, qu'il avait parlé, qu'il a dit que la  
10 charge de la fabrication et conservation de glace  
11 ne pourrait pas être assumée par le réseau du  
12 Distributeur.

13 D'abord, est-ce que la génératrice, la  
14 nouvelle génératrice qu'Hydro-Québec a installée  
15 sert à alimenter maintenant la fabrication et la  
16 conservation de glace à l'aréna ou, en tout cas,  
17 est-ce que vous pouvez élaborer là-dessus.

18 R. Non, elle ne sert pas à ça. C'est juste un système  
19 qui a été installé pour répondre aux critères de  
20 puissance garantie. Alors, ils ne se servent pas de  
21 ça, actuellement, ils ne se servent pas pour  
22 fournir l'aréna d'aucune façon.

23 Q. **[198]** Donc, la fabrication de glace à l'aréna n'est  
24 toujours pas alimentée par Hydro-Québec.

25 R. Non, elle est toujours alimentée par la

1 génératrice. C'est une génératrice de quatre cent  
2 cinquante-cinq kilowatts (455 kW) qui est  
3 installée.

4 Q. **[199]** Qui n'appartient pas à Hydro-Québec?

5 R. Non, elle appartient à la communauté, aux Cris.

6 Q. **[200]** D'accord. Et est-ce que vous voulez commenter  
7 quant aux motifs de difficultés et/ou  
8 d'impossibilités d'alimenter cette charge par  
9 Hydro-Québec qui ont été mentionnés par monsieur  
10 Labbé lors de son témoignage.

11 R. Oui.

12 Q. **[201]** On connaît très bien les critères qu'a essayé  
13 de vulgariser monsieur Labbé mais il y a un point,  
14 je pense, qui est très, très important puis, bon,  
15 je veux clarifier qu'à cette époque-là, moi je  
16 n'étais pas, c'était avant deux mille onze (2011)  
17 alors je n'étais pas à la communauté mais il est  
18 très clair que dans ce processus-là, si on regarde  
19 la génératrice qui est installée actuellement, il y  
20 a peut-être deux tiers des charges qui ne sont pas  
21 reliées à la fabrication de la glace et c'est des  
22 petites charges.

23 Q. **[202]** Vous parlez des charges de l'aréna ou du  
24 village?

25 R. De l'aréna.

1 Q. **[203]** De l'aréna.

2 R. Et c'est des petites charges, de l'éclairage, des  
3 petites pompes et c'est des choses qui devraient  
4 être sur le réseau d'Hydro-Québec et qui ne  
5 représentent aucun enjeu parce que ce n'est pas des  
6 équipements industriels comme a défini monsieur  
7 Labbé.

8 Alors, quand cette demande-là a été faite,  
9 je pense que qu'Hydro-Québec a erré dans sa réponse  
10 puis ils se sont servis de la glace pour dire  
11 « Bien, on ne veut pas vous interconnecter. » alors  
12 qu'on est en train de faire une étude qu'on aura  
13 peut-être la chance de présenter ou régler avant,  
14 j'espère, avec Hydro-Québec dans laquelle on  
15 démontre que deux tiers des charges qui sont là, ce  
16 sont des petites charges et qu'elles pourraient  
17 être intégrées immédiatement sur le réseau d'Hydro-  
18 Québec.

19 Ça a une conséquence très grave pour la  
20 communauté, c'est que la communauté, la génératrice  
21 coûte à peu près le même prix. Ça coûte peut-être  
22 cinquante (50), soixante sous du kilowattheure  
23 (60 ¢/kWh) à la communauté pour faire cette  
24 électricité-là avec la génératrice, alors qu'elle  
25 devrait payer le tarif qui est établi dans le Nord,

1 qui est le tarif de huit cent du kilowattheure  
2 (8 ¢/kWh). Alors, elle fait ça depuis sept ans.

3 Alors, nous on pense que c'est quelque  
4 chose qui devrait être revu puis ça m'amène à un  
5 point que je pense, moi, important, ça ajoute un  
6 petit peu à ce que Matthew disait tout à l'heure.  
7 On détecte que dans le processus de planification,  
8 puis ça, c'est l'objet du plan d'approvisionnement,  
9 nous on voit dans la communauté, il va y avoir des  
10 maisons qui s'en viennent, quatre-vingt-dix (90)  
11 maisons c'est beaucoup de maisons. On voit un  
12 hôpital qui s'en vient, il y a des appels d'offres  
13 qui sont en cours actuellement avec le Health Board  
14 pour ces hôpitaux-là.

15 Q. **[204]** Le quoi? Le Health Board? Monsieur le  
16 sténographe a besoin de savoir comment ça s'écrit.

17 R. Oui, c'est le Cree Health Board qui s'occupe des  
18 hôpitaux, de la santé chez les Cris, il est en  
19 appel d'offres actuellement pour faire des  
20 cliniques puis des hôpitaux. On ne voit pas ces  
21 prévisions de charge là dans la prévision de charge  
22 d'Hydro-Québec qui est présentée au plan  
23 d'approvisionnement.

24 Alors, pour éviter que nous on doive venir  
25 ici - puis on est très contents de venir, grâce que

1 vous acceptez de nous recevoir - je préférerais que  
2 ça soit fait, qu'il y ait un processus qui dit  
3 « Bien, avant de venir ici, Hydro-Québec, consultez  
4 les communautés, on va vous le dire c'est quoi qui  
5 s'en vient. On le sait, nous, qu'il y a telle  
6 chose, on le sait qu'il y a telle charge à l'aréna  
7 qui devrait être connectée. ».

8 (15 h 12)

9 Alors il faudrait faire, c'est une des  
10 recommandations qu'on faisait, c'est de revoir la  
11 méthodologie de prévision de la charge dans les  
12 réseaux autonomes, puis de faire ça d'une façon  
13 plus systématique. Alors, je pense que ça c'est  
14 très intéressant.

15 Nous on le fait d'une façon précise, parce  
16 qu'on regarde, pour la centrale d'énergie  
17 renouvelable, quelle devrait être sa taille, puis  
18 sur une durée d'horizon de vingt (20) ans. Pas  
19 juste dix (10) ans du plan d'approvisionnement.

20 Q. **[205]** Alors je vais vous poser la question... I'll  
21 ask the question to Mr. Mukash: was the  
22 Whapmagoostui First Nation consulted on the  
23 prediction, the forecast of the demand in the  
24 village and on the difference between what  
25 Mr. Schiettekatte mentioned about what he sees as

1 coming in the village and what we now see in the  
2 forecast of Hydro-Québec?

3 Mr. MATTHEW MUKASH:

4 A. No, we were never consulted. We were happy last  
5 year to learn that Hydro-Québec wanted to meet both  
6 of our communities, the Inuit and the Cree side, to  
7 develop criteria for the RFP. This was one of the  
8 reasons why they wanted to meet with us. But it  
9 never happened, for some reason. We still don't  
10 understand what... why. Can you repeat your  
11 question, please?

12 Q. **[206]** Was the community... Was the Whapmagoostui  
13 First Nation consulted, I mean the Band Council,  
14 was it consul... was the Council consulted on the  
15 forecast? Because Mr. Schiettekatte just mentioned  
16 a difference between the forecast that Hydro-Québec  
17 has made of...

18 A. Yes.

19 Q. **[207]** ... the electricity, the demand in the  
20 community, and what he sees is coming in the  
21 community?

22 A. What we... Regarding the Hydro-Québec forecast, we  
23 were never consulted on that. But the information  
24 that Mr. Schiettekatte mentioned, the Council is  
25 aware of that. Our Council.

1 Q. [208] So I thank you all, and I will ask you a last  
2 question, because, normally it's a question I ask  
3 first, to identify the report and recognize the  
4 report that has been filed. So, the report that was  
5 filed under, as PNW... C-PNW-0011, which is the  
6 report signed by Mr. Mukash, Mr. Morin and  
7 Mr. Schiettekatte, and its annex later filed, which  
8 is signed by Mr. Mukash, which is C-PNW-0013, do  
9 you recognize these documents as having been  
10 prepared by you or under your supervision? So I  
11 will ask the question to the three of you.

12 A. Yes. I do.

13 M. GUY MORIN :

14 R. Guy Morin, oui.

15 M. JEAN SCHIETTEKATTE :

16 R. Oui. Oui.

17 Mr. MATTHEW MUKASH:

18 A. Can I just say one thing? I just want to... I just  
19 want to be clear that the reason why we're here -  
20 of course there are many - but one of the most  
21 important for the Whapmagoostui First Nation is to  
22 be recognized as a distinct community. That is  
23 including our neighbours, the Inuit. We have to be  
24 considered as a distinct community in terms of  
25 bringing this project in, that would service our

1 community to deliver the electricity.

2 We don't... We're happy that the Inuit are  
3 talking with Hydro-Québec on their level, in the  
4 other communities. There's fourteen (14) Inuit  
5 communities, and they're... I imagine that they're  
6 all talking with Hydro-Québec. But our community is  
7 different. It's distinct. So I just want to make it  
8 clear that this is what we're asking the Régie to  
9 recognize. Thank you.

10 Q. **[209]** So I thank you all, je vous remercie  
11 beaucoup. Les témoins sont prêts à répondre à  
12 d'autres questions.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Merci, Maître Neuman. Merci aux témoins. Maître  
15 Thériault? Maître Gertler? Maître Turmel? Maître  
16 Fortin?

17 Me PIERRE FORTIN :

18 J'aurais une question de précision, Monsieur le  
19 Président, pour les témoins.

20 INTERROGÉS PAR Me PIERRE FORTIN :

21 Q. **[210]** Bonjour Messieurs.

22 (15 h 17)

23 Good afternoon Mr. Matthew Mukash? And I'm sorry if  
24 I don't pronounce well. Je vais le dire en français  
25 en premier, puis je vais vous le demander également

1 en anglais, Monsieur Mukash. Est-ce que vous étiez  
2 tous présents hier, lors du témoignage de monsieur  
3 Zayat? Were you present yesterday, when Mr. Zayat  
4 testified? More particularly when I examined...

5 Mr. MATTHEW MUKASH:

6 A. No, I was not here. I had left about a quarter to  
7 twelve (11:45), so... I think that he made his  
8 presentation after that.

9 Q. **[211]** Parfait. Et quant aux deux autres témoins,  
10 est-ce que vous étiez présents lorsque j'ai  
11 interrogé monsieur Zayat?

12 M. GUY MORIN :

13 R. Malheureusement, non.

14 Q. **[212]** Parfait. Est-ce que vous avez eu l'occasion  
15 de prendre connaissance de la proposition d'Hydro-  
16 Québec... enfin, la proposition... la présentation,  
17 je m'excuse, d'Hydro-Québec, qui prévoit procéder  
18 par appel de propositions dans les réseaux  
19 autonomes.

20 Me. JEAN SCHIETTEKATTE :

21 R. Oui.

22 Q. **[213]** Bien. Et est-ce que vous êtes familiers avec  
23 la différence qu'Hydro-Québec fait entre l'appel  
24 d'offres et l'appel de propositions, non pas du  
25 point de vue juridique, mais du point de vue

1 affaires? Hier, je vous informe, monsieur Zayat a  
2 témoigné que la distinction qu'il y voyait était  
3 principalement pour des besoins d'affaires, et  
4 qu'il y avait une latitude qui pouvait découler du  
5 fait qu'on procède par appel de propositions plutôt  
6 que par appel d'offres.

7 M. GUY MORIN :

8 R. Je ne sais pas si vous pouvez préciser un peu votre  
9 question? Je ne suis pas sûr de comprendre ce que  
10 vous voulez dire.

11 Q. **[214]** Bien, écoutez, je vais vous le deman... Je  
12 pourrai référer, pour les fins de la transcription,  
13 c'est aux pages 216 à 218, où j'ai interrogé  
14 monsieur Zayat hier, sa réponse est à ce niveau-là.  
15 Je vous demandais si vous étiez au courant,  
16 indépendamment de ce témoignage-là puisque vous  
17 n'étiez pas présent hier. Ceci étant dit, ma  
18 question vise à clarifier ce que vous demandez à la  
19 Régie, et je réfère aux pages 42 et 43 de votre  
20 rapport conjoint, où vous formulez un certain  
21 nombre de recommandations, et en particulier aux  
22 recommandations 2, 5, 7... 2, 5, 6, 7 et 10, vous  
23 recommandez un certain nombre d'inclusions dans le  
24 cadre d'un processus d'appel d'offres. Est-ce que  
25 vous pouvez nous préciser si ce dont vous parlez

1           ici est de la même nature que l'appel de  
2           propositions qu'envisage Hydro-Québec, ou si  
3           c'était l'appel d'offres au sens classique du  
4           terme, en termes d'affaires?

5       R. Non, on est... On est satisfait de la question  
6           d'appel de propositions pour nous.

7       Q. **[215]** Parfait.

8       R. Pour nous c'est, mais qu'il y en ait une. Et non  
9           pas reporter aux calendes grecques.

10      Q. **[216]** Très bien. Ça répond à ma question. Merci  
11           beaucoup, Monsieur le Président. Merci beaucoup aux  
12           témoins.

13           INTERROGÉS PAR LA FORMATION :

14           Me SIMON TURMEL, régisseur :

15      Q. **[217]** Alors merci pour votre présentation. Thank  
16           you for your presentation and, as you can see, my  
17           English is not good, but my Cree language is not  
18           very good, so... Meekwech for your presentation. It  
19           was near... It means merci.

20                   Yesterday I was present - I hope - and  
21           Messrs. Zayat and Lagrange told us that they need  
22           to know if there is a social license from your  
23           community and the other community, the Inuit  
24           Nation. Did you try to provide a document, a  
25           resolution, something like that, from your Council,

- 1           your PNW, the right name? Yes? And from Makivik and  
2           KRJ, something that could secure Hydro-Québec?
- 3           M. GUY MORIN :
- 4           R. Je ne suis pas sûr de comprendre ce que vous voulez  
5           dire, Maître Turmel.
- 6           Q. **[218]** Je vais réessayer en Crie.  
7           (15 h 22)
- 8           R. Bien, c'est-à-dire que, pour ce qui est du côté  
9           Cris, ça, je comprends...
- 10          Q. **[219]** Est-ce qu'il y a un tel document déposé dans  
11          les mains d'Hydro? Hydro semblait dire, écoutez,  
12          l'accord social, l'accepté social n'est pas clair,  
13          est-ce qu'on ne devrait pas... Est-ce qu'il y a un  
14          document qui dit, nous, Grand Conseil... pas Grand  
15          Conseil, pardon, conseil de la nation  
16          Whapmagoostui...
- 17          R. Bien, c'est difficile parce qu'on n'a pas eu aucune  
18          réponse de la part, du côté des Inuits. Par contre,  
19          on a une résolution de Kuujjuarapik dans laquelle  
20          ils nomment des gens à un comité qui a été formé,  
21          comité conjoint Cris et Inuits, pour pouvoir  
22          étudier les différentes questions reliées au  
23          projet. Mais à ma connaissance, il... Matthew  
24          pourrait répondre à savoir s'il y a eu des  
25          rencontres à cet égard-là.

1 Q. **[220]** Mais non seulement des rencontres, vous  
2 savez, dans la plupart de vos dossiers, lorsqu'on  
3 veut avancer un projet, et vous avez une compagnie,  
4 j'ai compris pourquoi elle a été créée...

5 R. Oui.

6 Q. **[221]** ... et j'ai compris également, puis c'est  
7 très clair pour tout le monde ici, que vous êtes  
8 distinct de la communauté inuite.

9 R. Oui.

10 Q. **[222]** Mais dans un projet, si vous avez une  
11 résolution, j'ai vu que, hier, Hydro cherchait à  
12 savoir qui étaient les interlocuteurs, si vous  
13 aviez une résolution qui venait du conseil de bande  
14 qui dit, voici, nous appuyons la compagnie à  
15 numéro, la compagnie une telle, et ainsi que KRG  
16 qui confirme, qui ne s'oppose pas au projet. Il me  
17 semble que... J'ai vu hier par mes questions...  
18 Étiez-vous présent lors de mes questions?

19 R. Non, je n'étais pas là.

20 Q. **[223]** Ils m'ont tout simplement dit qu'il ne semble  
21 pas d'accepté social de ni l'une ni l'autre des  
22 deux communautés.

23 R. O.K.

24 Q. **[224]** C'était ma question.

25 R. Bien, en tout cas, j'ai de la misère à comprendre

1 du côté des Cris. Parce que, du côté des Cris, il y  
2 a une résolution du Grand Conseil qui supporte le  
3 projet.

4 Q. **[225]** Du Grand Conseil des Cris?

5 R. Du Grand Conseil des Cris. Mais c'était vraiment en  
6 deux mille onze (2011).

7 Q. **[226]** Oui.

8 R. Il y a beaucoup de chemin qui a été parcouru  
9 depuis. Au niveau des Cris, au niveau local, ça  
10 m'apparaît comme une évidence, parce que la  
11 communauté est propriétaire de quatre-vingt-cinq  
12 pour cent (85 %) des actions. Il y a une vaste  
13 correspondance du chef, qui est le représentant  
14 principal de la communauté. Alors, du côté Cris, ça  
15 m'apparaît... Je vois difficilement comment ça  
16 pourrait être autrement. Par contre, chez les  
17 Inuits, à ma connaissance, dans le dossier, on a  
18 une résolution du Landholding de Sakkuq qui eux...  
19 Peut-être que Matthew pourrait confirmer. Mais  
20 c'est peut-être une résolution aussi de  
21 Kuujjuarapik dans laquelle ils nomment Sakkuq et  
22 des représentants pour siéger sur le comité. Mais  
23 est-ce que c'est une acceptation comme telle? On ne  
24 sait pas ça. Parce qu'on n'a pas de réponse de la  
25 part des Inuits. Ça, c'est la réalité. La réponse

1       qu'on a eue, bien, apparemment, Hydro-Québec était  
2       au courant. Je pense que c'est ça qu'est la  
3       situation.

4       Q. **[227]** O.K.

5       Mr. MATTHEW MUKASH:

6       A. I have the answer. In our way of doing things, we  
7       often go to the people. We have general assemblies.  
8       That's in accordance with the federal legislation  
9       that governs our community.

10               The Council itself gets direction from the  
11       people. When we presented the project to the  
12       general assembly of the Whapmagoostui First Nation  
13       at the time - and I think it was two thousand and  
14       eleven (2011) - and the general assembly passed a  
15       resolution telling the Council to pursue this  
16       alternative project to replace the existing diesel  
17       plant in our community. So there is that  
18       resolution. There were other, a number of  
19       resolutions that were passed after that regarding  
20       the request for investors to come in, and we do  
21       have investors in the project.

22               So there are a number of documents that  
23       exist, that confirm that it is the Whapmagoostui  
24       First Nation that would like to have this project  
25       go.

1 Q. [228] Thank you. Ça va.

2 Me LOUISE ROZON :

3 Q. [229] Bonjour aux membres du panel. Louise Rozon  
4 pour la Formation. En fait, j'aurais juste une  
5 question pour vous, Monsieur Morin. S'il y a un  
6 appel de propositions après qu'il y ait eu  
7 discussions et échanges avec les membres de toutes  
8 les... des deux communautés, est-ce qu'il est  
9 envisageable qu'il y ait plus qu'un promoteur qui  
10 puisse soumettre une soumission, ou dans le  
11 contexte de votre réalité, considérant la propriété  
12 des terres et tout, finalement, c'est même  
13 difficile qu'il y ait plus qu'une proposition qui  
14 soit soumise? J'essaie de voir, comme, s'il y a un  
15 appel de propositions, mais dans votre contexte,  
16 c'est très...

17 M. GUY MORIN :

18 R. Votre question est intéressante. Personnellement,  
19 je vois difficilement comment il ne pourrait pas y  
20 avoir unanimité, et que tout le monde s'entende  
21 pour pouvoir construire un projet, parce que les  
22 deux communautés ont des intérêts à faire valoir au  
23 niveau des contrats, au niveau des emplois, au  
24 niveau des revenus, et c'est... Je ne vois pas  
25 comment, personnellement, il pourrait y avoir deux

1 promoteurs, et que Hydro-Québec décide que c'est  
2 lui au détriment d'un autre. Bien, peut-être que  
3 s'il y a deux projets qui sont présentés puis  
4 que...

5 Mais je dirais, dans le monde autochtone,  
6 il y a - puis c'est vrai chez les Inuits - il y a  
7 beaucoup... la majorité des décisions vont être  
8 prises à l'unanimité. Et il y a rarement des votes  
9 qui sont demandés où est-ce que les parties vont  
10 s'entre-déchirer. Pour arriver à l'unanimité, il y  
11 a beaucoup de discussions, il y a beaucoup  
12 d'échanges. Puis il y a... Et c'est ce qui fait...  
13 C'est la façon de fonctionner chez les Autochtones,  
14 et je ne vois pas comment qu'il pourrait se... ça  
15 pourrait se faire autrement. Peut-être, mais je  
16 crois qu'il y aurait des gens qui seraient lésés si  
17 jamais c'était la façon de faire.

18 Q. **[230]** Donc, t'sais, quand vous dites « O.K., on est  
19 d'accord avec le principe de l'appel de  
20 propositions », mais en fait, c'est peut-être plus  
21 le principe d'une entente de gré à gré qui  
22 s'avérerait le plus réaliste pour votre communauté  
23 que...

24 R. Bien, en fait...

25 Q. **[231]** ... qu'un appel de propositions? J'essaie de

1 voir, là, les...

2 R. Oui. Non, je com... J'entends ce que vous dites.

3 Mais ce que j'en comprends, c'est que l'appel de  
4 propositions donnerait des règles claires sur c'est  
5 quoi qu'ils veulent. Qu'est-ce qui est nécessaire  
6 pour remplacer ce qui est présentement à  
7 Kuujjuarapik et à Whapmagoostui.

8 Le pari que NI fait, c'est que admettons  
9 que, demain matin, Hydro-Québec décide, on y va  
10 avec un appel de propositions, bien c'est clair que  
11 NI va aller s'asseoir avec les Inuits, et puis on  
12 va trouver un terrain d'entente. On va trouver la  
13 façon qu'il faut pour dire on va développer un  
14 projet qui va être à la fois inuit et cri, et qui  
15 va rencontrer tous les critères, les quatre  
16 critères dont monsieur Zayat parlait au niveau des  
17 coûts, au niveau de l'acceptabilité sociale. Je ne  
18 me souviens plus au niveau des autres, des deux  
19 autres critères.

20 (15 h 29)

21 Mais si ce n'est pas ça, c'est soit que  
22 c'est un promoteur cri ou un promoteur inuit mais  
23 il va sûrement y avoir un partenaire soit cri ou  
24 inuit, dépendamment, qui sera le promoteur. D'après  
25 moi, c'est un incontournable.

1 Q. [232] Dans la démarche qui a été proposée par  
2 Hydro-Québec, c'est avant de déposer un appel de  
3 propositions, c'est qu'il y ait, dans le fond, une  
4 acceptabilité sociale des critères d'un éventuel  
5 appel d'offres : est-ce qu'on y va avec telle  
6 source renouvelable ou telle autre. Si je vous  
7 entends, est-ce que vous souhaitez que cet appel de  
8 proposition se fasse avant d'avoir un accord de la  
9 communauté?

10 R. Bien, c'est-à-dire qu'il y a trois ans, monsieur  
11 Mukash était ici pour qu'il y ait un appel de  
12 propositions, pour qu'il y ait un processus d'appel  
13 de propositions. On revient trois ans plus tard  
14 puis on redemande encore, finalement, on est encore  
15 à redemander la même chose. On n'a pas beaucoup  
16 progressé au cours des trois dernières années.

17 Par contre, ce que je ne comprends pas,  
18 moi, c'est que comment ça se fait qu'il n'y a pas  
19 les démarches qui ont été faites aux Îles-de-la-  
20 Madeleine où on a assis les gens ensemble puis on a  
21 discuté sur c'est quoi les besoins, c'est quoi  
22 qu'on veut comme style d'énergie. On veut-tu de  
23 l'éolien, on veut-tu de la biomasse, on veut-tu un  
24 câble sous-terrain ? Bien, ce sont toutes des  
25 choses, des discussions qui devraient avoir lieu

1 avec les parties prenantes qui n'ont,  
2 malheureusement, pas lieu.

3 Q. [233] C'est bien, je vous remercie.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Q. [234] Alors, je vais poursuivre sur ce sujet. Est-  
6 ce que je comprends que, dans le fond, ce que vous  
7 souhaitiez il y a trois ans puis que vous dites  
8 souhaiter encore, à travers le processus d'appel  
9 d'offres, de propositions - il faut utiliser les  
10 bons termes - donc à travers le processus d'appel  
11 de propositions, c'est de favoriser la mise en  
12 place d'une structure conjointe des deux  
13 communautés, quelque chose qui déclencherait ou qui  
14 ferait l'étincelle nécessaire à mettre les deux  
15 communautés ensemble sur un projet commun.

16 R. Tout à fait parce que de notre position, je pense  
17 que les Cris ont déployé beaucoup d'efforts pour  
18 tenir des discussions avec les Inuits et puis la  
19 position c'est qu'on n'a pas réponse des Inuits.  
20 Donc, qu'est-ce qui peut faire en sorte qu'on  
21 puisse asseoir les Inuits puis qu'on puisse  
22 discuter avec eux, c'est ça qui est la solution  
23 parce qu'on aura beau commencer à dire « Ah, Hydro-  
24 Québec a fait ci, il a fait ça. » c'est du passé  
25 puis les Cris sont prêts, ils sont prêts depuis

1 plusieurs années puis ils sont prêts à faire des  
2 compromis pour pouvoir faire en sorte que le projet  
3 se fasse puis ces compromis-là nécessite  
4 essentiellement la participation des Inuits. Il ne  
5 peut pas y avoir de projet s'il n'y a pas la  
6 participation des Inuits, comme il ne peut pas y  
7 avoir de projet s'il n'y a pas la participation des  
8 Cris.

9 Q. [235] Oui. Je comprends que les deux communautés  
10 sont condamnées à s'entendre mais ce qu'elles font  
11 déjà, j'imagine, depuis longtemps puisqu'elles  
12 partagent le même territoire. Là, c'est d'aller...  
13 Allez-y Monsieur Mukash.

14 (15 h 33)

15 Mr. MATTHEW MUKASH:

16 A. I think that's why it's important for Hydro-Québec  
17 to come and talk to our community. As I said  
18 earlier, we were very excited when they announced  
19 that they would come and meet with our communities,  
20 they were gonna meet the Cree side separately with  
21 the Inuit to see how they feel about the project  
22 itself. And then we would have come together and  
23 help Hydro-Québec to develop the criteria for the  
24 RFP.

25 I think this is the way that things should

1 happen now, because we do have some issues. The  
2 Cree and Inuit have some issues with each other  
3 from the past. We haven't buried all our hatchets  
4 to... They're still there. But I think that as a...  
5 Hydro-Québec, as a buyer of energy, or power from  
6 the project, I think they should take the  
7 responsibility, or the onus is on it to come and  
8 start a dialogue in our community. For both of our  
9 communities.

10 Q. **[236]** Is it possible to look forward for a joint  
11 venture of two companies issue from...

12 A. That's why we're saying that our community has  
13 first to be recognized as a distinct community,  
14 okay, that there's two cultures, Cree and Inuit.  
15 With that, when that happens, then it's easier for  
16 us to invite the company, the Inuit company that  
17 was created to develop energy for the north in  
18 their communities, to come and partner with our  
19 company, so that the community benefits in terms of  
20 job employment... job creation and economic  
21 opportunities. Because there are a lot of, what do  
22 you call those... What's the word? Sorry. Yes,  
23 there are a lot of economic benefits, especially if  
24 we... Spinoffs is the word. Especially if we have  
25 biomass, you know, because it would be our

1 companies in the south that want to help us out,  
2 and the transportation itself, there could be joint  
3 ventures in other businesses that are related to  
4 the project with the Inuit. So, the opportunity is  
5 there for us.

6 Q. **[237]** Okay. And I understand anyway that if there  
7 is any joint venture that will result in jobs and  
8 spinoffs for both communities, it's the only way it  
9 would work, anyway.

10 M. GUY MORIN :

11 I said there's no other way around.

12 THE PRESIDENT :

13 Yes. I guess. I will switch in French, if you don't  
14 mind. J'ai des questions plus techniques. Par  
15 rapport à l'aréna...

16 M. GUY MORIN :

17 R. Oui.

18 (15 h 36)

19 Q. **[238]** Vous avez mentionné que deux tiers des  
20 charges peuvent être raccordées ou, en tout cas,  
21 facilement alimentées, ou devraient l'être dans un  
22 réseau normal. Est-ce que, physiquement, ces  
23 charges-là peuvent être isolées...

24 M. JEAN SCHIETTEKATTE :

25 R. Oui.

1 Q. **[239]** ... dans une entrée électrique séparée qui  
2 pourrait être raccordées demain matin?

3 R. Oui. En fait, on a engagé une firme, Cima+, qui  
4 fait une étude actuellement et qui va recommander  
5 les charges à transférer sur le réseau d'Hydro-  
6 Québec en tenant compte des critères qu'a élaborés  
7 hier la personne technique d'Hydro, ou avant-hier.

8 Q. **[240]** O.K. J'ai eu la réponse à ma question en  
9 partie lorsque je voyais dans le projet de la  
10 biomasse. Puis je n'ai pas une connaissance fine de  
11 ce qui se passe au 55e parallèle. Mais ça  
12 m'apparaissait pas évident qu'il y avait des  
13 approvisionnements en quantité suffisante de  
14 biomasse. Mais j'ai compris de vos explications que  
15 ce à quoi vous pensez, c'est une centrale de  
16 production de chaleur, de vapeur avec turbine  
17 alimentée par biomasse. Mais cette biomasse-là  
18 viendrait, comme le mazout vient du sud, viendrait  
19 par les mêmes moyens, j'imagine?

20 R. Exactement. En fait, le paradigme est très simple.  
21 On transporte déjà de la biomasse en Europe. Et il  
22 n'y a pas de raison pourquoi ne pas transporter de  
23 la biomasse à Whapmagoostui puis faire des projets  
24 là-bas. Entre autres, par exemple, dans l'aréna,  
25 bien, la fourniture de chaleur pourrait être faite

1 à partir de la centrale à biomasse, et caetera, et  
2 caetera. Il y a beaucoup de comptabilité, puis ça  
3 permet justement de faire la rentabilité du projet.

4 La communauté ne regarde pas juste l'appel  
5 d'offres... ou l'appel de propositions, je  
6 m'excuse, le bon terme, d'Hydro-Québec. On regarde  
7 aussi qu'il y aurait d'autres applications qui  
8 permettraient de faire économiser de l'argent à  
9 l'interne de la communauté et de réduire par là le  
10 coût évité. Je pense qu'Hydro-Québec, dans son  
11 analyse, ne regarde pas tous les chiffres. Mais  
12 c'est très intéressant comme modèle économique,  
13 comme a dit Matthew, parce qu'il y a d'autre chose  
14 qui peut être fait aussi, comme alimenter des  
15 serres.

16 Vous savez que la nourriture dans le Grand  
17 Nord est très chère. Il y a des projets de serre  
18 actuellement. On travaille avec les gens de  
19 l'Université Laval qui ont un projet pilote à  
20 Kuujjuaq. Mais les serres servent juste l'été. Si  
21 on avait un excès de chaleur, bien, on pourrait  
22 utiliser cette chaleur-là pour faire des serres.  
23 Puis le bénéfice, quand une salade coûte dix  
24 dollars (10 \$) à Whapmagoostui, bien, on pourrait  
25 peut-être avoir de la salade qui coûterait deux

1 dollars. Il y a des impacts économiques. Puis c'est  
2 pour ça que Matthew parlait de « pin off ».

3 Je pense que c'est vraiment intéressant de  
4 regarder le projet dans cet ensemble-là puis de  
5 développer avec Hydro-Québec les critères qui  
6 permettent d'arriver à mettre tous ces morceaux-là  
7 ensemble. Il y a eu un sommet sur le bois. Je pense  
8 que c'était au mois de novembre. Je vous inviterais  
9 à regarder les choses.

10 Dans ce sommet-là, l'industrie du bois, qui  
11 a des problèmes au Québec, disait que, bon, avec  
12 cette démarche-là, qu'on entretient avec la  
13 Fédération des coopératives forestières, ils  
14 estiment que si les projets de biomasse pourraient  
15 être atteints, on pourrait utiliser trois fois plus  
16 de biomasse dans le Grand Nord, en fait à cause de  
17 cette production-là, si Hydro-Québec arrivait à  
18 mettre une solution de biomasse. Puis on aura des  
19 débouchés pour faire trois plus d'usines de pellets  
20 ou de granules au Québec. Ça aura un impact aussi  
21 dans le sud. C'est une source d'énergie que, nous,  
22 on trouve qui est très, très intéressante pour  
23 faire dans le Grand Nord.

24 Q. [241] Je suis au courant qu'il y a certaines  
25 communautés même qui utilisent la chaleur

1 excédentaire pour un réseau de chauffage urbain,  
2 donc pour distribuer de la chaleur même dans les  
3 résidences ou dans les espaces communs, les centres  
4 communautaires, hôpitaux, et caetera.

5 R. C'est ça. Nous, les Cris, on a de l'expérience dans  
6 ça. C'est une communauté crie Oujé-Bougoumou qui  
7 fait ça.

8 Q. **[242]** Oujé-Bougoumou?

9 R. C'est ça. Alors, c'est pour ça que je vous dis, on  
10 voit qu'il y a une solution qui est là, puis c'est  
11 ce qu'on essaie de faire par ce projet-là d'amener  
12 cette solution-là. D'ailleurs, je vous... Bon.  
13 J'espère que je n'aurai pas à revenir ici dans deux  
14 ans ou trois ans. Mais on a un projet actuellement  
15 pour convertir une partie de l'aréna, en fait la  
16 partie qui est chauffage et production de la glace  
17 à la biomasse. C'est très intéressant. Par ce  
18 projet-là, on devrait... qui devrait être construit  
19 l'été deux mille dix-huit (2018). On est financé.  
20 On devrait être capable de démontrer que c'est  
21 rentable d'amener la biomasse dans le Grand Nord.  
22 Et je pense que c'est une solution extrêmement  
23 intéressante pour les autres communautés inuites  
24 éventuellement.

25 (15 h 41)

1 Q. [243] Une dernière question plutôt hypothétique  
2 mais on a entendu Hydro-Québec, je pense même,  
3 enfin, pour l'instant son modèle semble être assez  
4 clair, c'est-à-dire à court terme, son objectif  
5 c'est de réduire sa consommation de mazout donc  
6 d'acheter de l'énergie provenant d'autres moyens de  
7 production alors que tantôt quand je vous écoutais  
8 décrire techniquement le projet, je sentais que  
9 vous étiez même prêts à aller plus loin puis  
10 fournir la puissance et l'énergie, donc vous  
11 substituer à la responsabilité qu'a Hydro-Québec de  
12 garantir l'approvisionnement électrique d'une  
13 communauté. Est-ce que vous allez jusque là dans  
14 votre projet?

15 M. JEAN SCHIETTEKATTE :

16 R. Dans le projet, il y a une option, oui, pour faire  
17 ça, puis je vais juste dire, par l'ajout d'une  
18 batterie et de la biomasse, la qualité de service  
19 qui va être obtenue va être meilleure que celle qui  
20 est fournie actuellement par Hydro-Québec. Alors  
21 j'inviterais mes... Mais ça, c'est assez simple.  
22 Quand vous lisez un document puis on vous dit  
23 « Bien, vous devez fournir votre courbe de  
24 production avec des taux de puissance. » et après  
25 ça on appelle ça de l'énergie, bien, on est pas mal

1 près de la fourniture de puissance, pour ne pas  
2 dire que c'est de la puissance. Alors ça, c'est  
3 un... Mais oui, les centrales à biomasse sont  
4 capables de fournir de la puissance puis je pense  
5 que c'est une option qui devrait être de loin  
6 étudiée pour optimiser les coûts.

7 Q. **[244]** Mais je comprends que vous ne seriez pas  
8 fermés non plus à ce qu'il y ait une certaine, un  
9 « ramp-up », c'est-à-dire commencer peut-être par  
10 fournir de l'énergie, remplacer du diesel puis,  
11 éventuellement, faire la démonstration qu'on peut  
12 assumer une partie de la charge en puissance pour  
13 finalement démontrer qu'on peut être autonome.

14 R. Exactement. Bien, c'était ça l'objectif du projet  
15 pilote qu'on discutait avec Hydro-Québec, c'est de  
16 faire la démonstration dans un premier temps qu'on  
17 pouvait faire la production d'énergie mais que,  
18 dans un deuxième temps, on pourrait faire de  
19 l'apport de puissance, ce qui est assez clair avec  
20 les équipements qui vont être installés que ça  
21 pourrait être fait, oui. Mais vous avez totalement  
22 raison.

23 Q. **[245]** Ne dites pas ça, ce n'est pas vrai, je n'ai  
24 pas totalement raison. Oui, allez-y.

25

1 M. GUY MORIN :

2 R. Oui, en fait vous avez dit que le pétrole vient du  
3 sud mais il vient soit d'Arabie ou d'Algérie ou de  
4 l'Alberta alors que la biomasse viendrait du  
5 Québec.

6 Q. [246] Vous avez raison. Vous voyez, ce n'est pas  
7 moi qui ai raison, c'est vous. Je parlais juste de  
8 son dernier trajet. Je n'ai pas d'autres questions,  
9 thank you very much to come to the Régie. Merci  
10 beaucoup Messieurs d'être venus et vous êtes  
11 libérés. Vous l'aurez deviné, Maître Neuman, nous  
12 arrêterons là notre semaine. Vous êtes déçu? Je  
13 suis certain que notre sténographe, lui, il est  
14 content.

15 Me DOMINIQUE NEUMAN :

16 Pour les fins de la planification...

17 LE PRÉSIDENT :

18 Oui?

19 Me DOMINIQUE NEUMAN :

20 ... est-ce que nous revenons vendredi prochain  
21 aussi? Est-ce que...

22 LE PRÉSIDENT :

23 Bien là, vendredi...

24 Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Parce que...

1 LE PRÉSIDENT :

2 ... vous anticipez beaucoup.

3 Me DOMINIQUE NEUMAN :

4 ... j'ai besoin de planifier parce que j'ai un  
5 certain enjeu de rendez-vous médicaux à gérer ça  
6 fait que...

7 LE PRÉSIDENT :

8 Bon...

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 ... ça fait mon affaire de revenir vendredi. Jeudi  
11 c'était un problème, ça fait que vendredi ça fait  
12 mon affaire.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Ah.

15 Me DOMINIQUE NEUMAN :

16 Juste si ça peut vous aider dans votre  
17 planification. Parce que jeudi, possiblement, je ne  
18 serais pas là, je serais...

19 LE PRÉSIDENT :

20 Ailleurs.

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 ... ailleurs, je serais à l'extérieur.

23 LE PRÉSIDENT :

24 O.K. Mais donc ce que j'entends, c'est que vous  
25 souhaiteriez peut-être plaider parmi les premiers

1 mercredi après la plaidoirie d'Hydro-Québec si...

2 Me DOMINIQUE NEUMAN :

3 Ou revenir vendredi.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Ou revenir vendredi. Mais là, pour l'instant, on a  
6 évoqué hier que potentiellement on étirerait  
7 jusqu'à vendredi. Là, évidemment, ça va dépendre  
8 comment ça se déroule mercredi et mercredi  
9 déterminera la journée de jeudi, qui elle-même  
10 déterminera la journée de vendredi. Alors, bon, je  
11 vous entends. Je vous entends puis disons, on  
12 réajustera le tir après avoir entendu la preuve de  
13 mercredi, c'est-à-dire la vôtre, celle du GRAME et  
14 celle du ROEÉ, mais pas dans cet ordre. Non, parce  
15 qu'on a promis au ROEÉ qu'on l'entendrait en  
16 premier. Et, là, maître Paquet va être fortement  
17 sollicitée. Alors parlez-vous avec maître Gertler  
18 et maître Paquet s'il vous plaît.

19 Me DOMINIQUE NEUMAN :

20 Ça va être dans n'importe quel ordre.

21 LE PRÉSIDENT :

22 Maître Gertler s'en vient. C'est correct, vous avez  
23 votre cravate.

24 Me FRANKLIN S. GERTLER :

25 Sans veston. C'est mieux que sans culottes.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Faites-nous pas ça s'il vous plaît!

3 Me FRANKLIN S. GERTLER :

4 C'est une classe sociale, non pas un état  
5 d'habillement. Merci. Simplement pour vous indiquer  
6 que j'ai eu un échange de courriels avec maître  
7 Paquet qui écoutait à distance de toutes les  
8 manières, puis elle nous a confirmé qu'il n'y a  
9 aucun problème pour que, nous, on passe en premier.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Et, là, elle vient d'apprendre que, peut-être, il  
12 va falloir qu'elle négocie avec maître Neuman. Mais  
13 maître Neuman s'est montré très ouvert à passer en  
14 dernier. Donc, ça risque d'être ROEÉ, GRAME et  
15 SÉ-AQLPA.

16 Me FRANKLIN S. GERTLER :

17 Merci beaucoup.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci. Comme ça, monsieur Finet pourra prendre son  
20 avion assurément, lui aussi. Messieurs, vous êtes  
21 libérés. You are free to go. Thank you very much.  
22 Et pour les autres, bien, à la semaine prochaine,  
23 mercredi neuf heures (9 h). Même heure même poste.

24

1 SERMENT D'OFFICE:

2 Nous soussignés, Jean Larose et Claude Morin,  
3 sténographes officiels, certifions sous notre  
4 serment d'office, que les pages qui précèdent sont  
5 et contiennent la transcription exacte et fidèle  
6 des notes recueillies par nous dans cette audience,  
7 le tout conformément à la Loi.

8

9 ET NOUS AVONS SIGNÉ :

10

11

12

---

13

Jean Larose, sténographe officiel

14

15

16

17

---

18

Claude Morin, sténographe officiel