

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2014-2023 DU DISTRIBUTEUR

DOSSIER : R-3864-2013

RÉGISSEURS : Me LOUISE ROZON, présidente
Mme DIANE JEAN
M. BERNARD HOULE

AUDIENCE DU 25 JUIN 2014

VOLUME 6

DANIELLE BERGERON et ROSA FANIZZI
Sténographes officielles

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me ÉRIC FRASER
procureur de Hydro-Québec Distribution;

MIS EN CAUSE :

Me STÉPHANIE L. ROBERTS
procureure du Procureur général du Québec (PGQ);

PARTICIPANTS :

Me STÉPHANIE LUSSIER
procureure de l'Association coopérative d'économie
familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Me STEVE CADRIN
procureur de l'Association des hôteliers du Québec et
de l'Association des restaurateurs du Québec
(AHQ/ARQ);

Me STÉPHANE NOBERT
procureur de l'Association québécoise de la
production d'énergie renouvelable (AQPER);

Me PIERRE PELLETIER
procureur de l'Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité et du
Conseil de l'industrie forestière du Québec
(AQCIE/CIFQ);

Me PAULE HAMELIN
procureure de Énergie Brookfield Marketing S.E.C.
(EBM);

Me ANDRÉ TURMEL
procureur de la Fédération canadienne de
l'entreprise indépendante (FCEI);

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

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

Me ANNIE GARIÉPY
procureure de Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

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

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

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
LISTE DES PIÈCES	7
PRÉLIMINAIRES	9
PREUVE RNCREQ	
PHILIP RAPHALS	
PHILIPPE BOURKE	
PAUL PAQUIN	
INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY	15
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	70
INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE de REPENTIGNY	77
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	78
PREUVE AQPER	
JEAN-FRANÇOIS SAMRAY	
ALVARO E. PEREIRA	
LOUIS A. BOLULLO	
INTERROGÉS PAR Me STÉPHANE NOBERT	88
PREUVE DE L'ACEFO	
JULIEN SURPRENANT-LEGAULT	
RICHARD MASSICOTTE	
INTERROGÉS PAR Me STÉPHANIE LUSSIER	125

INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	139
PREUVE SÉ/AQLPA	
JEAN-CLAUDE DESLAURIERS	
JACQUES FONTAINE	
INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	141
INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY	169

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-1 (RNCREQ) : Vérifier si Shefferville fait partie du territoire de la Côte-nord (demandé par HQD). Dans l'affirmative, confirmer si les représentants du CRE de la Côte-Nord se sont prononcés sur les recommandations précises concernant le réseau de Shefferville.

72

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
C-RNCREQ-0025 : Curriculum vitae de Philip Raphals	15
C-RNCREQ-0026 : Présentation PowerPoint de Philip Raphals	16
C-RNCREQ-0027 : Extrait (page 118) du rapport annuel 2013 d'Hydro-Québec	16
C-RNCREQ-0028 : Extrait du site OASIS : Liste des ressources initialement désignées en 2001, des nouvelles ressources désignées depuis 2001 et des suppressions de ressources du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale	17
C-RNCREQ-0029 : Extrait (articles 37 et 38) des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec	17
C-RNCREQ-0030 : Extrait du site Internet d'Ecobee Joins Network of Southern California Edison Smart Thermostat Providers	17
C-RNCREQ-0031 : Tiré du dossier R-3726-2010 (HQD-1, Document 2.1): les attendus des conventions d'énergie différée	18
C-AQPER-0020 : Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements numéro 1 de l'AQCIE/CIFQ dans le dossier R-3854-2013	85
C-AQPER-0021 : Curriculum vitae de Louis A. Bolullo	86

R-3864-2013
25 juin 2014

- 8 -

C-AQPER-0022 : Curriculum vitae de Jean-
François Samray

86

1 L'AN DEUX MILLE QUATORZE, ce vingt-cinquième (25e)
2 jour du mois de juin :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-cinq (25)
8 juin deux mille quatorze (2014), dossier R-3864-
9 2013, audience concernant la demande d'approbation
10 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du
11 Distributeur. Poursuite de l'audience.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Merci, Madame la Greffière. Bonjour à vous tous.
14 Donc, on va débiter avec la preuve du RNCREQ. Par
15 la suite, on va entendre la preuve de l'AQPER,
16 l'ACEFO et on va terminer avec celle de SÉ/AQLPA.
17 Est-ce qu'il y a des remarques préliminaires avant
18 de débiter? Maître Roberts.

19 Me STÉPHANIE L. ROBERTS :

20 Bonjour, Madame la Présidente, Madame la
21 Présidente, Monsieur le Régisseur. Stéphanie
22 Roberts pour le Procureur général du Québec.
23 Écoutez, Madame la Régisseur, la formation, j'ai
24 une requête particulière à vous adresser. Au fait
25 pour faire une longue histoire courte, j'ai été

1 assignée d'urgence à rédiger un mémoire devant la
2 Cour suprême qui doit être déposé lundi prochain.
3 De sorte que je vous aurais demandé la permission
4 de pouvoir plaider par écrit. Et d'autant plus que
5 l'ensemble des représentations quant au bloc du
6 quatre cent cinquante (450) ont été effectuées dans
7 le dossier 3866. Ensuite, en ce qui concerne le
8 volet légalité de l'entente d'intégration éolienne,
9 les représentations et les plans ont été déposés
10 dans le cadre du dossier 3848.

11 Maintenant, il reste la question du bloc de
12 cent quarante-neuf point soixante-cinq (149,65)
13 pour lequel j'aurais un complément à apporter. Mais
14 avec votre permission et dans la mesure où ça ne
15 peut pas porter préjudice à qui que ce soit dans la
16 mesure où les arguments seront tout à fait
17 identiques puisqu'il s'agit des mêmes règlements,
18 des mêmes décrets, je vous aurais demandé la
19 permission donc, non pas seulement de soumettre le
20 plan, mais un plan plus détaillé qui tiendrait
21 compte des autorités. Et pour ce faire, je vous
22 demanderais un délai jusqu'au quatre (4) juillet,
23 donc vendredi prochain. Je vous propose par
24 ailleurs si vous le préférez, je pourrais à ce
25 moment-là en lieu et place ou de façon simultanée,

1 plaider verbalement également si vous souhaitez
2 l'entendre. Sinon je pourrais vous proposer de
3 répondre à des questions que vous pourrez avoir par
4 écrit.

5 Sachez que j'en ai parlé au procureur du
6 Distributeur qui est d'accord avec le fait que le
7 tout soit déposé la semaine prochaine, donc
8 vendredi prochain. Je n'ai pas pu m'entretenir avec
9 maître Pelletier en ce sens. Mais comme je vous
10 dis, dans la mesure où les arguments seront à
11 toutes fins pratiques identiques, je ne vois pas en
12 quoi ça pourrait porter préjudice à mon confrère.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Écoutez, il n'y a pas de difficulté à accepter
15 votre demande. Peut-être qu'à ce moment-là, on
16 permettrait, par contre, à maître Pelletier de
17 l'AQCIE un court délai s'il y a une réplique à
18 déposer considérant que c'est une demande qui émane
19 de l'AQCIE/CIFQ. Alors, on accepte votre demande,
20 dépôt de votre plaidoirie par écrit le quatre (4)
21 juillet. Je n'ai pas de calendrier. Ça donne un
22 vendredi.

23 Me STÉPHANIE L. ROBERTS :

24 C'est vendredi prochain, effectivement.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Donc, nous pourrions accorder jusqu'au lundi
3 suivant, seize heures (16 h) pour la réplique de
4 l'AQCIE/CIFQ. Plus de temps? Bon, mardi, mardi
5 seize heures (16 h). Parce que, normalement, il y
6 aurait une réplique instantanée. Ça fait que c'est
7 déjà un grand délai. Puis la réplique évidemment
8 porte uniquement sur des éléments qui n'auraient
9 pas été connus au préalable de la part de
10 l'AQCIE/CIFQ. Je pense que, effectivement, à
11 l'étape où on en est à l'égard des contestations
12 portant sur les décrets et règlements, on commence
13 à avoir une bonne idée des thèses de chaque
14 participant à cet effet-là. Donc, votre demande est
15 acceptée.

16 Me STÉPHANIE L. ROBERTS :

17 Pour une question d'intendance, par rapport au
18 cahier d'autorités, est-ce que vous souhaitez avoir
19 que des versions écrites ou est-ce que seulement
20 par lien électronique? Les cahiers sont en train
21 d'être montés. Donc, ce n'est pas un problème. Des
22 fois, c'est plus pratique travailler avec des
23 documents, enfin, déjà imprimés.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Bien, peut-être pour le dépôt à la Régie, ce serait

1 préférable d'avoir les autorités.

2 Me STÉPHANIE L. ROBERTS :

3 D'accord.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 En soi, et pas uniquement un lien électronique.

6 Me STÉPHANIE L. ROBERTS :

7 D'accord. Merci.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Pas de problème. Merci.

10 M. OLIVIER CHAREST :

11 Si vous me permettez, je ne veux pas manquer au
12 protocole parce que je suis témoin dans ce dossier-
13 ci, mais je veux peut-être juste faire quelques
14 remarques étant donné que Pierre Pelletier n'est
15 pas là. Comme ce serait une réplique par écrit, ça
16 peut être un peu plus long à préparer qu'une
17 réplique orale. Je pourrais peut-être juste vous
18 demander de nous donner une semaine, sinon peut-
19 être je peux revenir avec maître Pelletier, lui
20 parler au téléphone aujourd'hui savoir quel délai
21 minimal serait suffisant pour lui.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Écoutez, revenez-nous plus tard. Parlez à maître
24 Pelletier. Si on parle d'une... La plaidoirie
25 serait le vendredi, en vous accordant jusqu'au

1 mardi, ça donne quand même...

2 M. OLIVIER CHAREST :

3 Je vais lui parler. Merci.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 ... quelques jours. C'est bon. Alors on débute.

6 Maître Gariépy, avec la preuve du RNCREQ.

7 (9 h 06)

8 PREUVE RNCREQ

9 Me ANNIE GARIÉPY :

10 Bonjour, mesdames les présidentes, Monsieur le
11 Régisseur. Annie Gariépy pour le RNCREQ. Pour la
12 présentation de la preuve du RNCREQ aujourd'hui,
13 vous avez devant vous messieurs Paul Paquin et
14 Philip Raphals qui sont analystes externes, ainsi
15 que monsieur Philippe Bourke qui est directeur
16 général du RNCREQ à titre de témoin ordinaire. Je
17 demanderais à madame la greffière d'assermenter les
18 témoins, s'il vous plaît.

19

20 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingt-cinquième
21 (25e) jour du mois de juin, ONT COMPARU :

22

23 PHILIP RAPHALS, directeur général du Centre Hélios,
24 ayant une place d'affaires au 326, boulevard
25 Saint-Joseph Est, suite 100, Montréal (Québec);

1 PHILIPPE BOURKE, directeur général du RNCREQ, ayant
2 une place d'affaires au 454, avenue Laurier Est,
3 Montréal (Québec);

4

5 PAUL PAQUIN, consultant en énergie pour le RNCREQ,
6 ayant une place d'affaires au 1685, Croissant
7 Séguin, Brossard (Québec);

8

9 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
10 solennelle, déposent et disent :

11

12 INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY :

13 Dans un premier temps, j'ai quelques pièces à
14 déposer. Aux fins de rafraîchir la mémoire de la
15 Régie, j'ai quelques copies du curriculum vitae de
16 monsieur Raphals à déposer. Donc, je crois que je
17 suis rendue à la pièce C-RNCREQ-25 si je ne
18 m'abuse. Donc, le c.v. de monsieur Raphals.

19

20 C-RNCREQ-0025 : Curriculum vitae de Philip
21 Raphals

22

23 Également, une présentation PowerPoint pour la
24 présentation du témoignage de monsieur Raphals.
25 J'ai trois copies ici pour le banc ainsi que pour

1 les intervenants et mon confrère. Donc, la
2 présentation de monsieur Raphals, le PowerPoint,
3 sera cotée C-RNCREQ-26.

4

5 C-RNCREQ-0026 : Présentation PowerPoint de Philip
6 Raphals

7

8 J'ai également un extrait du rapport annuel deux
9 mille treize (2013) d'Hydro-Québec, qui est la page
10 118, qui sera cotée C-RNCREQ-27.

11

12 C-RNCREQ-0027 : Extrait (page 118) du rapport
13 annuel 2013 d'Hydro-Québec

14

15 Un extrait du site OASIS qui se trouve à être une
16 liste des ressources initialement désignées en deux
17 mille un (2001), à la pièce C-RNCREQ-28.

18

19 C-RNCREQ-0028 : Extrait du site OASIS : Liste des
20 ressources initialement désignées
21 en 2001, des nouvelles ressources
22 désignées depuis 2001 et des
23 suppressions de ressources du
24 Distributeur pour l'alimentation
25 de la charge locale

1

2

Un extrait des Tarifs et conditions du

3

Transporteur, les articles 37 et 38, C-RNCREQ-29.

4

5

C-RNCREQ-0029 : Extrait (articles 37 et 38) des

6

Tarifs et conditions des services

7

de transport d'Hydro-Québec

8

9

J'ai également un extrait Internet traitant du

10

Smart-Grid qui est daté du vingt-quatre (24) juin

11

deux mille quatorze (2014), qui va être la pièce

12

C-RNCREQ-30.

13

14

C-RNCREQ-0030 : Extrait du site Internet d'Ecobee

15

Joins Network of Southern

16

California Edison Smart

17

Thermostat Providers

18

19

Et finalement, tiré du dossier R-3726-2010, la

20

pièce HQD-1, Document 2.1, qui se trouve à être les

21

attendus des conventions d'énergie différée, qui

22

sera la pièce C-RNCREQ-31.

23

24

C-RNCREQ-0031 : Tiré du dossier R-3726-2010

25

(HQD-1, Document 2.1): les

1 attendus des conventions

2 d'énergie différée

3

4 (9 h 13)

5 Je vais laisser quelques moments à la greffière,
6 là, pour distribuer les documents.

7 Q. [1] Donc je vais maintenant procéder à l'adoption
8 de la preuve. Monsieur Paquin, je vais m'adresser à
9 vous en premier. Je vous réfère au mémoire de
10 preuve du RNCREQ qui a été produit initialement
11 sous la cote C-RNCREQ-0014, qui a été également
12 amendé aux pièces C-RNCREQ-0017 et RNCREQ-0019, et
13 je vous réfère notamment aux sections A, 1 à 3, et
14 B, 1 et 2; avez-vous préparé ou fait préparer sous
15 votre contrôle ces documents?

16 M. PAUL PAQUIN :

17 R. Oui.

18 Q. [2] Les adoptez-vous pour valoir pour votre
19 témoignage écrit?

20 R. Oui.

21 Q. [3] Avez-vous des modifications à y apporter?

22 R. J'aurais une légère correction à apporter, c'est un
23 chiffre à la page 17 du...

24 Q. [4] De la dernière version du mémoire?

25 R. La dernière version, probablement.

1 Q. [5] Donc la pièce RNCREQ-0019.

2 R. C'est la phrase qui dit :

3 Cette élimination du rabais fera en
4 sorte que la facture des abonnés
5 augmentera de 30 %.

6 Il faudrait changer « 30 % » pour « 43 % ».

7 Q. [6] Est-ce qu'il y a autre chose?

8 R. C'est tout.

9 Q. [7] Parfait, merci. Monsieur Raphals...

10 M. PHILIP RAPHALS :

11 R. Oui.

12 Q. [8] ... je vous réfère au rapport d'analyse externe
13 qui a été déposé en preuve par le RNCREQ, produit
14 sous la cote C-RNCREQ-0015, qui a été amendé par la
15 pièce C-RNCREQ-0021, de même qu'aux réponses 1.1 et
16 1.2 aux demandes de renseignements de la Régie,
17 produit sous la cote C-RNCREQ-0024; avez-vous
18 préparé ou fait préparer sous votre contrôle ces
19 documents?

20 R. Oui.

21 Q. [9] Les adoptez-vous pour valoir comme votre
22 témoignage écrit?

23 R. Oui.

24 Q. [10] Avez-vous des modifications à y apporter, et
25 j'inclus également la pièce de votre présentation

1 PowerPoint, qui a été déposée sous la pièce C-
2 RNCREQ-0026?

3 R. 0027, je crois.

4 Q. [11] Nous réviserons...

5 R. 0026, excusez-moi.

6 Q. [12] Je crois que c'est 0026, mais on vérifiera
7 avec madame la greffière.

8 R. Excusez-moi. Oui, il y a juste, sur la version
9 papier qu'on vient de distribuer de ce document, il
10 y aura quatre petites modifications que je vais
11 signaler en faisant ma présentation.

12 Q. [13] Je vous remercie.

13 R. Peut-être mentionner qu'ils sont aux acétates
14 numéros 4, 9, 12 et 17.

15 Q. [14] Parfait. Enfin, Monsieur Bourke, je vous
16 réfère à l'ensemble des documents présentés en
17 preuve par le RNCREQ et dont j'ai fait
18 l'énumération pour messieurs Paquin et Raphals,
19 soit le mémoire du RNCREQ, le rapport produit sous
20 la cote C-RNCREQ-0015 et 0021, ainsi que les
21 réponses aux demandes de renseignements de la
22 Régie, pièce C-RNCREQ-0024; à titre de représentant
23 du RNCREQ, je comprends que vous n'avez pas rédigé
24 ces documents personnellement mais que vous les
25 avez fait préparer; approuvez-vous ces documents?

1 M. PHILIPPE BOURKE :

2 R. Oui.

3 Q. [15] Adoptez-vous cette preuve pour valoir comme
4 votre témoignage écrit?

5 R. Oui.

6 Q. [16] Je vous remercie. Je vais inviter maintenant
7 monsieur Bourke à faire une courte présentation des
8 intérêts du RNCREQ dans le présent dossier puis à
9 revenir sur certains aspects de la preuve. Il va
10 être suivi par monsieur Paquin puis enfin, on
11 entendra la présentation de monsieur Raphals, qui
12 sera avec un PowerPoint.

13 M. PHILIPPE BOURKE :

14 R. Merci beaucoup, Maître Gariépy. Donc je tenais, je
15 reviendrai tantôt sur l'importance de ma présence
16 ici aujourd'hui. Je vais commencer tout d'abord par
17 présenter à nouveau le Regroupement national des
18 Conseils régionaux de l'environnement, parce que
19 c'est important de le faire pour moi.

20 Les Conseils régionaux existent au Québec
21 depuis plus de quarante (40) ans, donc le premier a
22 été mis en place dans la région du Saguenay-Lac-St-
23 Jean en mil neuf cent soixante-treize (1973).
24 Aujourd'hui, ils sont présents sur l'ensemble du
25 territoire du Québec, à l'exception du Grand Nord,

1 et donc les seize Conseils régionaux de
2 l'environnement ont le mandat de promouvoir la
3 protection de l'environnement et le développement
4 durable de chacune des régions administratives.

5 Je vais revenir tantôt sur la distinction
6 entre ces deux éléments de mission, protection de
7 l'environnement et développement durable, je pense
8 que la distinction est importante à faire.

9 Les Conseils régionaux de l'environnement
10 ne sont pas des créatures du gouvernement, ne sont
11 pas des organismes parapublics, c'est des
12 organismes autonomes qui sont issus du milieu. Mais
13 ils sont reconnus depuis quatre-vingt-quinze (95)
14 comme interlocuteurs privilégiés du gouvernement du
15 Québec sur les questions environnementales.

16 Les CRE regroupent un nombre important de
17 membres d'horizons divers, qui poursuivent tous une
18 mission commune, cet objectif commun de protection
19 de l'environnement et de promotion du développement
20 durable. C'est un réseau unique qui constitue un
21 acteur influent dans le domaine de l'environnement
22 au Québec.

23 J'insisterais tout particulièrement sur ce
24 qui distingue le regroupement des autres
25 organisations environnementales. Comme je viens de

1 mentionner, le RNCREQ, c'est un réseau structuré
2 d'intervenants qui sont branchés sur les enjeux
3 locaux et nationaux, donc ils ont un enracinement
4 dans le milieu et une présence dans toutes les
5 régions du Québec. C'est une particularité très
6 importante qui est distinctive.

7 Ils ont aussi une approche qui est, pardon,
8 une approche constructive qui est axée sur les
9 solutions. Ils jouent un rôle de veille et de vigie
10 sur l'ensemble des grands enjeux environnementaux
11 québécois. Ils ont un rôle de catalyseurs et
12 d'entremetteurs, ainsi qu'un rôle d'influence
13 auprès des décideurs pour faire avancer les
14 dossiers environnementaux. Et enfin, ils jouissent
15 de partenariats privilégiés et prestigieux pour la
16 réalisation de projets fédérateurs et
17 mobilisateurs.

18 (9 h 20)

19 Comme je disais tantôt, je pense que c'est
20 important de faire une distinction ici sur la
21 distinction entre « protection de l'environnement »
22 et « développement durable ». Même si le
23 développement durable est au coeur de la mission de
24 la Régie depuis quinze (15) ans, on s'étonne
25 toujours du faible niveau de compréhension et

1 d'intégration des enjeux de développement durable
2 dans les travaux réglementaires. Et là, je ne
3 pointe pas la Régie en particulier, mais l'ensemble
4 des participants, que ce soit les distributeurs,
5 les intervenants.

6 Donc, j'en profite pour faire une petite
7 mise au point. Le développement durable ce n'est
8 pas un synonyme de protection de l'environnement,
9 ce n'est pas une façon détournée que les
10 écologistes ont trouvée pour se rendre
11 intéressants. C'est un modèle de développement
12 économique. Le développement durable c'est un
13 modèle de développement économique.

14 Qu'est-ce qu'il a de particulier ce modèle-
15 là? Il faut se rappeler que, dans les années
16 soixante-dix (70), ça a commencé avec le Club de
17 Rome. On s'est rendu compte que le modèle
18 économique traditionnel, qui est encore très
19 largement dominant aujourd'hui, malheureusement,
20 est basé sur une prémisse complètement erronée.

21 Ce modèle présume, à tort, que les
22 ressources de la Terre sont infinies et donc, que le
23 moteur de ce développement économique, la
24 croissance, est possible et souhaitable pour
25 l'éternité.

1 Donc, qu'on le veuille ou non, la Terre a
2 malheureusement des limites biophysiques
3 indiscutables. Les ressources ne sont pas infinies
4 et la Terre a une capacité limite à absorber les
5 déchets de l'activité humaine. Plusieurs de ces
6 limites sont déjà atteintes ou en voie de l'être.

7 Je reviens là-dessus, le développement
8 durable c'est un modèle de développement économique
9 qui, lui, prend en compte cette finitude des
10 ressources et cette capacité limitée de la Terre à
11 absorber les déchets.

12 Le développement durable c'est quoi? C'est
13 prendre des décisions économiques à travers un
14 filtre de ces contraintes qui sont imposées par les
15 limites biophysiques de la Terre.

16 Cette précision me permet de souligner, et
17 je reviens à ce que je disais tout à l'heure, qu'il
18 n'est pas normal, à mon avis, que le développement
19 durable soit associé aux seuls enjeux
20 environnementaux et aux seuls groupes
21 environnementaux.

22 Tous les intervenants ici, qu'on qualifie
23 en général, par exemple, du secteur économique
24 comme les associations de consommateurs, devraient
25 eux aussi se préoccuper de prendre en compte ces

1 contraintes qui, tôt ou tard, vont affecter
2 l'atteinte des objectifs qu'ils poursuivent eux
3 aussi.

4 J'en arrive maintenant à l'importance de
5 souligner pourquoi je tenais à être ici
6 aujourd'hui, et c'est principalement pour deux
7 raisons.

8 D'abord, le Regroupement a procédé au cours
9 des dernières années à une mise à jour importante
10 de sa planification et, entre autres, de sa
11 plateforme énergie. Ça s'est fait, entre autres,
12 dans le contexte où il y a eu, vous vous
13 rappellerez, une importante commission sur les
14 enjeux énergétiques québécois qui s'est tenue en
15 deux mille treize (2013) au Québec. Donc, pour ça
16 on s'est donné la peine de réviser et de mettre à
17 jour notre plateforme énergie.

18 L'autre raison c'est tout simplement parce
19 que la nature du dossier actuel, qui est un plan
20 d'approvisionnement et donc qui implique une vision
21 à long terme, cadre parfaitement avec justement la
22 prise en compte des priorités du Regroupement en
23 énergie.

24 Je rappelle grosso modo c'est quoi les
25 grandes lignes de cette plateforme énergie.

1 D'abord, effectivement, le fait que le Regroupement
2 souscrit à une vision à long terme du développement
3 de l'énergie. Trop souvent, malheureusement, les
4 enjeux relatifs à l'énergie sont vus dans une
5 perspective d'urgence ou de court terme et presque
6 exclusivement sous l'angle de la production.
7 Malheureusement, cette manière incomplète
8 d'adresser les enjeux de l'énergie encourage la
9 surconsommation.

10 En conséquence, le Regroupement s'intéresse
11 autant au profil de production que de consommation
12 de l'énergie. Il en est d'ailleurs question dans
13 notre... abondamment dans notre rapport qu'on
14 présente aujourd'hui.

15 C'est en traitant ces aspects de manière
16 intégrée qu'il sera possible d'envisager un
17 développement énergétique du Québec quoi soit
18 socialement acceptable, bon pour l'environnement et
19 économiquement viable.

20 De manière générale, la plateforme énergie
21 du Regroupement s'articule autour de deux cibles :
22 Soutenir en priorité les mesures d'économie
23 d'énergie, dont l'efficacité énergétique et
24 l'aménagement du territoire, et, deuxièmement,
25 favoriser la substitution des énergies fossiles et

1 polluantes par des sources d'énergie locales,
2 propres et renouvelables.

3 D'ailleurs, les sujets qui sont traités
4 dans notre présentation d'aujourd'hui permettent
5 d'intégrer ces deux cibles, en particulier dans le
6 cas de la question des réseaux autonomes et de la
7 gestion de la demande pour des besoins en puissance
8 pour le réseau intégré.

9 Dans le cas des réseaux autonomes, ce qui
10 est tout à fait particulier, si on compare aux
11 réseaux intégrés, c'est qu'on est devant une
12 situation où on a justement recours presque
13 exclusivement à des ressources non renouvelables
14 d'énergie fossile. On se retrouve avec des
15 situations où l'énergie coûte excessivement cher et
16 donc, tout le potentiel de transition important et
17 de substitution qui s'y retrouve nous apparaît
18 absolument incontournable.

19 Et enfin, pour le réseau intégré, je pense
20 que toute la question du potentiel technico-
21 économique des mesures de gestion de la demande
22 pour favoriser l'efficacité énergétique et éviter
23 le recours à des productions fossiles ou à
24 d'autres... à de nouvelles productions nous
25 apparaît important et en lien direct avec nos

1 intérêts.

2 Donc, je vous remercie.

3 (9 h 26)

4 Q. [17] Merci Monsieur Bourke. J'inviterais monsieur
5 Paquin à faire sa présentation.

6 M. PAUL PAQUIN :

7 Je vais aborder les sujets suivants qui ont été
8 traités dans le mémoire du RNCREQ, soit pour les
9 réseaux autonomes, on va parler de la prévision de
10 la demande des réseaux autonomes, la problématique
11 des pertes électriques en réseau autonome, et une
12 analyse du réseau de Schefferville. Pour le réseau
13 intégré, on va parler d'utilisation de
14 l'électricité patrimoniale et la possibilité de
15 revendre une partie des surplus du Distributeur.

16 En ce qui concerne les prévisions des
17 besoins en énergie en réseaux autonomes, la
18 méthodologie du Distributeur est basée sur une
19 analyse de données historiques et sur la croissance
20 démographique prévue. Alors, c'est appuyé sur
21 l'évolution. C'est donc appuyé sur l'évolution des
22 consommations unitaires et sur la prévision des
23 nouveaux abonnements. D'une façon générale, le
24 RNCREQ accepte la méthodologie du Distributeur.
25 Cependant, étant donné que cette méthodologie se

1 repose sur des données historiques, il faut
2 s'assurer de la validité de celles-ci.

3 À cet effet, le RNCREQ considère que
4 quelques valeurs méritent des explications,
5 notamment en ce qui a trait à la consommation
6 historique élevée des réseaux de Schefferville et
7 le niveau élevé des pertes électriques sur les
8 réseaux autonomes. Justement, concernant les pertes
9 électriques en réseau autonome, depuis plusieurs
10 dossiers, le RNCREQ s'est intéressée à cette
11 question. On parle des dossiers 3748 entre autres,
12 et 3776. On a porté une attention particulière
13 parce que les pertes électriques étaient
14 considérées comme étant très élevées dans plusieurs
15 réseaux autonomes, notamment le réseau de
16 Schefferville et, dans sa décision D-2011-162, la
17 Régie s'était montrée intéressée par cette
18 question.

19 En réponse justement à cette décision, le
20 Distributeur a évalué les pertes, le taux de pertes
21 théoriques sur plusieurs réseaux et les résultats
22 ont été présentés dans le dossier actuel. Le RNCREQ
23 constate que dans chacun des cas simulés, la valeur
24 des pertes théoriques est nettement inférieure à la
25 valeur des pertes réelles sur la période deux mille

1 huit - deux mille douze (2008-2012) sauf pour
2 l'Île-d'Entrée où les taux sont très semblables et
3 la proportion est approximativement du simple au
4 double.

5 Le Distributeur présente certaines raisons
6 qui, selon lui, pourraient expliquer cette
7 différence. Il mentionne, par exemple, que le taux
8 de pertes théoriques ne peut pas être considéré
9 comme une parfaite représentation de la réalité et
10 qu'il n'est pas en mesure de déterminer l'écart
11 entre les pertes observées et théoriques qui
12 pourraient être attribuables à certaines
13 précisions. Il ajoute qu'une façon d'améliorer la
14 précision serait d'ajouter des points de mesurage,
15 mais il ajoute que cette mesure n'est pas envisagée
16 car elle entraîne des coûts sans toutefois diminuer
17 pour autant réellement les pertes électriques.

18 Selon le RNCREQ, la simulation du
19 comportement des réseaux électriques est une
20 activité fondamentale qui permet de définir les
21 besoins en équipement en vue d'assurer une
22 alimentation fiable des besoins et, de plus, sa
23 simulation permet également d'évaluer dans certains
24 dossiers le différentiel des pertes électriques
25 entre plusieurs options dans des projets

1 d'investissement et il arrive souvent que ces
2 valeurs-là, c'est fondamental, c'est ce qui fait
3 choisir une option plutôt que l'autre. Et dans un
4 tel contexte, des précisions des simulations ne
5 devraient être que marginales et ne pas représenter
6 un écart aussi grand que celui qui a été constaté
7 dans la situation actuelle. Selon le RNCREQ, les
8 écarts constatés sont suffisamment importants pour
9 avoir un impact sur des besoins en équipement,
10 notamment pour le réseau de Schefferville.

11 Donc, le RNCREQ recommande à la Régie
12 d'exiger que le Distributeur ajoute des points de
13 mesurage afin de mieux circonscrire cette
14 problématique et de pouvoir définir les correctifs
15 à apporter s'il y a lieu.

16 De plus, le RNCREQ demande à la Régie
17 d'exiger du Distributeur d'effectuer les calculs
18 théoriques des pertes de transport et de
19 distribution pour chacun des réseaux autonomes,
20 comme cela avait été planifié dans l'état
21 d'avancement de deux mille douze (2012).

22 Concernant maintenant la consommation
23 unitaire en énergie pour le réseau de
24 Schefferville. Dans son mémoire, le RNCREQ a
25 présenté un tableau montrant la consommation

1 unitaire du secteur résidentiel et agricole pour
2 chacun des réseaux autonomes, autant pour la
3 période historique de deux mille un (2001) à deux
4 mille douze (2012) que pour la période du plan
5 d'approvisionnement, soit deux mille treize (2013)
6 à deux mille vingt-trois (2023). Cet exercice lui a
7 permis de constater que la consommation unitaire du
8 réseau de Schefferville est particulièrement élevée
9 par rapport notamment au réseau du Lac Robertson
10 qui serait un réseau assez semblable. Et c'est vrai
11 pour la période historique et que cette
12 consommation demeurerait élevée pour la période de
13 prévisions.

14 En fait, pour la période historique, la
15 consommation unitaire est d'environ vingt
16 mégawattheures (20 MWh) par abonnement sur le
17 réseau de Lac Robertson, et trente-quatre
18 mégawattheures (34 MWh) par abonnement sur le
19 réseau Schefferville. On parle de consommation
20 annuelle, bien sûr.

21 Si on exclut la consommation, une
22 consommation unitaire de dix mégawattheures
23 (10 MWh) qui correspondrait approximativement à une
24 consommation pour les besoins de base, il reste la
25 consommation unitaire pour le réseau de

1 Schefferville pour le chauffage serait de cent
2 quarante pour cent (140 %) plus élevée que celle du
3 Lac Robertson. Et de plus, il est prévu que la
4 situation du réseau de Schefferville restera la
5 même sur toute la période parce qu'on voit que les
6 consommations unitaires prévues sont les mêmes.

7 (9 h 32)

8 Alors selon le RNCREQ, les réponses
9 fournies par le Distributeur concernant le réseau
10 élevé de la consommation unitaire en énergie sur le
11 réseau de Schefferville, de même que l'ensemble de
12 la preuve au dossier sur cette question donnent des
13 explications qualitatives et non quantitatives, ce
14 qui ne permet pas, selon le RNCREQ, de justifier le
15 niveau élevé de consommation unitaire des
16 abonnements résidentiels et agricoles sur le réseau
17 de Schefferville.

18 En conséquence, le RNCREQ recommande à la
19 Régie de ne pas accepter la prévision de la demande
20 du Distributeur concernant le réseau de
21 Schefferville.

22 De plus, le RNCREQ rappelle que dans sa
23 décision D-2011-162 la Régie avait fait une demande
24 spécifique concernant le réseau de Schefferville.
25 Ainsi, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le

1 Distributeur se conforme rapidement à cette
2 décision et qu'il dépose dans les plus brefs délais
3 un plan d'action qui permettra de réduire
4 significativement la demande unitaire du réseau de
5 Schefferville.

6 Maintenant on va dire quelques mots sur la
7 consommation unitaire en puissance cette fois-ci.
8 On constate pour la consommation unitaire en
9 puissance le même phénomène, c'est-à-dire que la
10 consommation unitaire en puissance pour le réseau
11 de Schefferville est environ deux fois plus élevée
12 que la consommation unitaire pour le réseau du lac
13 Robertson. Alors le RNCREQ recommande là aussi que
14 le Distributeur justifie d'avoir une consommation
15 unitaire deux fois plus élevée dans ce réseau-là.

16 En ce qui concerne maintenant le réseau
17 toujours de Schefferville, l'impact d'une
18 augmentation de la facture d'électricité. Il est
19 bon de rappeler qu'au premier (1er) avril deux
20 mille treize (2013) les clients domestiques du
21 réseau de Schefferville ont un rabais de trente
22 pour cent (30 %) sur les tarifs applicables en
23 réseau intégré, mais que ce rabais-là disparaîtrait
24 à partir du premier (1er) avril deux mille quinze
25 (2015).

1 Ici je vais apporter une petite correction.
2 Comme j'ai dit tout à l'heure, là, la facture, ce
3 qui va signifier que la facture de ces gens-là va
4 augmenter de quarante-trois pour cent (43 %). Et au
5 lieu de trente pour cent (30 %) comme j'avais
6 mentionné dans mon rapport.

7 Selon le Distributeur, cette hausse aura
8 peu ou pas d'impact sur la consommation du réseau
9 de Schefferville car la consommation d'électricité
10 provient dans sa majeure partie de l'usage de
11 chauffage des locaux et de l'eau avec... et ainsi
12 avec la hausse du prix d'électricité le
13 Distributeur ne prévoit pas que les clients se
14 convertiront significativement à une autre source
15 d'énergie.

16 En se basant sur les données fournies par
17 le Distributeur, le RNCREQ constate qu'il y a près
18 de la moitié des abonnés domestiques et agricoles
19 qui consomment annuellement plus de trente-cinq
20 mégawattheures (35 MWh) par année. Selon le RNCREQ,
21 sans nécessairement se convertir à une autre source
22 d'énergie, il serait surprenant que les abonnés qui
23 consomment plus de trente-cinq mégawattheures (35
24 MWh) ne puissent pas réduire une partie de leur
25 consommation afin d'éviter une augmentation de

1 quarante-trois pour cent (43 %) de leur facture
2 énergétique suite à l'élimination du rabais à
3 l'horizon deux mille quinze (2015).

4 Dans ces circonstances, le RNCREQ
5 recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur
6 examine l'impact de la hausse de la facture
7 d'électricité à Schefferville avant d'investir dans
8 des... pour des équipements de production.

9 En ce qui concerne maintenant le potentiel
10 technico-économique en efficacité énergétique, au
11 dossier tarifaire 3854-2013 le Distributeur a
12 déposé une étude du potentiel technico-économique
13 en efficacité énergétique pour le réseau autonome.
14 Plus particulièrement à la page 19 de ce document,
15 le Distributeur présente le potentiel technico-
16 économique de gestion de la demande en puissance
17 pour le réseau de Schefferville.

18 Le RNCREQ constate que la plupart des
19 mesures présentées dans ce tableau ont un coût
20 unitaire inférieur au coût évité. Et constate aussi
21 qu'il y a une mesure qui semble particulièrement
22 intéressante pour réduire la demande de pointe,
23 soit le chauffage... le stockage thermique avec
24 contrôle du Distributeur pour le secteur
25 résidentiel et le secteur CII.

1 En réponse à une demande de renseignements
2 de la Régie, le Distributeur mentionne :

3 Par ailleurs, bien qu'il existe un PTÉ
4 pour cette mesure, le potentiel
5 réalisable reste à démontrer.

6 Cependant, certains éléments
7 importants doivent faire l'objet d'une
8 analyse sur le terrain.

9 Et il mentionne enfin que : « Le coût et la
10 faisabilité technique des technologies de gestion à
11 distance des charges restent à démontrer. »

12 Considérant que, selon le Distributeur, le
13 réseau de Schefferville est en déficit de puissance
14 à partir de l'année deux mille... de l'hiver deux
15 mille quatorze-deux mille quinze (2014-2015), le
16 RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le
17 Distributeur accorde une priorité à l'implantation
18 de mesures de gestion de la demande en puissance
19 pour le réseau de Schefferville et qu'un échéancier
20 précis à cet effet soit déposé lors du prochain
21 dossier tarifaire.

22 On va passer maintenant au réseau intégré,
23 soit l'utilisation des conventions d'énergie
24 différée. Selon le RNCREQ, la stratégie à adopter
25 pour l'utilisation des conventions d'énergie

1 différée ne doit pas prendre en considération
2 uniquement le bilan de l'équilibre offre-demande,
3 mais également le coût des approvisionnements
4 résultant de cette stratégie sur la période du Plan
5 d'approvisionnement.

6 (9 h 38)

7 Ainsi, étant donné que le coût de
8 l'électricité patrimoniale est plus faible que le
9 coût de l'énergie différée, il y a un avantage
10 économique à maximiser l'utilisation de cette
11 énergie à court terme. Et ceci pour bénéficier de
12 la différence entre le prix de l'électricité
13 patrimoniale et le prix du contrat d'énergie de
14 base de trois cent cinquante mégawatts (350 MW). Le
15 RNCREQ a analysé une option qui consiste
16 essentiellement à différer de l'énergie à court
17 terme et de rappeler la même quantité d'énergie
18 plus tard, en utilisant la flexibilité de la
19 livraison d'électricité patrimoniale.

20 La stratégie envisagée est neutre sur le
21 plan énergétique par rapport à la stratégie du
22 Distributeur mais elle permet de diminuer le coût
23 actualisé des approvisionnements sur la période.
24 Les résultats de l'évaluation du RNCREQ montrent
25 que la valeur actualisée est négative pour chacun

1 des cas analysés, ce qui signifie que l'option
2 analysée permet de réaliser des économies dans tous
3 les cas par rapport à la stratégie proposée par le
4 Distributeur. Les économies sont pratiquement
5 proportionnelles à la quantité d'énergie différée.

6 Selon le RNCREQ, cette évaluation est
7 neutre sur le plan énergétique et est conservatrice
8 sur le plan économique. En effet, si les besoins
9 réels en énergie sont plus élevés que ceux prévus,
10 de sorte que, par exemple, il n'y aurait pas
11 d'énergie patrimoniale inutilisée à partir de
12 l'année deux mille vingt (2020), l'énergie qui
13 serait rappelée à partir de cette date remplacerait
14 de l'électricité qu'il aurait fallu acheter sur le
15 marché de court terme à un prix plus élevé que le
16 prix de l'électricité patrimoniale, ce qui
17 augmenterait l'avantage économique par rapport aux
18 tableaux qui ont déjà été présentés.

19 Et c'est d'ailleurs, d'après le RNCREQ,
20 dans cette direction qu'on va actuellement puisque
21 la mise à jour de la prévision de la demande,
22 déposée par le Distributeur en début d'audience,
23 montre une demande supplémentaire de quatorze
24 virgule quatre térawattheures (14,4 TWh) sur la
25 période deux mille quatorze-deux mille vingt-trois

1 (2014-2023), et ce montant monterait à vingt-deux
2 virgule sept térawattheures (22,7 TWh) si on
3 continue cette même consommation supplémentaire là
4 jusqu'à l'année deux mille vingt-sept (2027), soit
5 l'année de fin des conventions d'énergie différée.

6 À l'audience du dix-huit (18) juin, aux
7 notes sténographiques page 308, en réponse à une
8 demande de la présidente du banc, le Distributeur
9 mentionne que la proposition du RNCREQ serait en
10 contradiction avec l'esprit des conventions et on
11 se retrouverait à faire de la spéculation sur le
12 marché.

13 En réponse à cette objection, le RNCREQ
14 renvoie à son mémoire, où il a reproduit un des
15 attendus des conventions d'énergie différée, qui se
16 lit comme suit :

17 ATTENDU QUE le Distributeur souhaite
18 administrer de façon optimale et dans
19 une perspective de long terme ces
20 approvisionnements postpatrimoniaux
21 afin de favoriser une saine gestion
22 des coûts de ceux-ci et de maximiser
23 l'utilisation de l'électricité
24 patrimoniale;

25 Alors, cet attendu montre clairement que la

1 proposition du RNCREQ ne va pas à l'encontre des
2 conventions mais, bien au contraire, elle permet
3 d'optimiser les approvisionnements postpatrimoniaux
4 dans une perspective de long terme et une
5 maximisation de l'utilisation de l'électricité
6 patrimoniale.

7 Concernant, par contre, la spéculation
8 appréhendée, le RNCREQ dépose, a déposé un document
9 qui reproduit intégralement l'ensemble des attendus
10 des conventions. Et j'attire votre attention sur un
11 des attendus, il y a deux attendus qui sont
12 soulignés, c'est le deuxième, qui parle de la
13 spéculation, c'est-à-dire que :

14 Les parties entendent par spéculation,
15 c'est de procéder à des rappels
16 d'énergie pour la revendre sur les
17 marchés de court terme dans le but
18 d'en tirer un profit.

19 Ce n'est pas du tout le cas de la proposition du
20 RNCREQ.

21 Ainsi, l'analyse du RNCREQ permet de
22 conclure qu'il y a lieu d'optimiser le coût des
23 approvisionnements en énergie du Distributeur sur
24 la période deux mille quatorze-deux mille vingt-
25 trois (2014-2023) et, à cet effet, recommande à la

1 Régie d'exiger que le Distributeur utilise les
2 possibilités offertes par les conventions d'énergie
3 différée et la flexibilité d'utilisation de
4 l'électricité patrimoniale pour différer dans le
5 temps la quantité d'électricité patrimoniale
6 inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé
7 des approvisionnements en énergie sur la période du
8 plan d'approvisionnement.

9 Alors on peut maintenant passer, toujours
10 au réseau intégré, sur la revente des surplus sur
11 les marchés limitrophes.

12 La stratégie du Distributeur concernant
13 l'équilibre offre-demande en énergie consiste à
14 compter principalement sur la flexibilité des
15 livraisons de l'électricité patrimoniale comme
16 moyen pour disposer des surplus énergétiques. En
17 effet, selon le Distributeur, la possibilité de
18 revendre les surplus sur les marchés n'est pas
19 envisagée à cause des conditions de marché,
20 notamment la disponibilité de transport ferme.

21 Relativement à cette disponibilité sur les
22 interconnexions, le RNCREQ, en se basant sur les
23 informations fournies par le Distributeur, a
24 présenté un tableau montrant qu'il y a de la
25 disponibilité de transport sur certaines

1 interconnexions.

2 En réponse à une demande de renseignements
3 de la Régie, ce tableau a été mis à jour par le
4 Distributeur, où il a expliqué que les valeurs
5 présentées par le RNCREQ doivent être réduites à
6 cause de contraintes sur les réseaux voisins; donc
7 les valeurs étaient correctes si on considère le
8 réseau actuel et les données du Transporteur mais
9 si on prend en compte les réseaux voisins, il faut
10 réduire les valeurs.

11 (9 h 44)

12 Ainsi, les capacités résiduelles seraient
13 de quatre-vingt-treize mégawatts (93 MW), soit
14 cinquante mégawatts (50 MW) sur l'interconnexion
15 HQT-MASS et quarante-trois mégawatts (43 MW) sur
16 HQT-NE. Il semblerait donc que la possibilité de
17 vente est réduite.

18 Malgré ce constat, étant donné que les
19 conditions peuvent évoluer, notamment les
20 contraintes sur les réseaux voisins, le RNCREQ
21 maintient sa recommandation d'exiger que le
22 Distributeur présente, dans l'état d'avancement du
23 Plan d'approvisionnement, une mise à jour, la
24 disponibilité des capacités de transfert sur les
25 interconnexions en mode exportation, une prévision

1 du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes.

2 Par contre, concernant une évaluation de
3 l'intérêt économique de procéder à la revente de
4 ses surplus, le RNCREQ ajoute, s'il y a lieu.

5 Alors ça met fin à la présentation. Je vous
6 remercie de votre attention.

7 Q. [18] Merci, Monsieur Paquin. On va maintenant
8 procéder à la présentation de monsieur Raphals dès
9 que le PowerPoint sera accessible.

10 M. PHILIP RAPHALS :

11 R. Bonjour, Madame la Présidente, Madame, Monsieur les
12 Régisseurs. C'est un plaisir d'être ici avec vous.
13 Alors je vais essayer d'être rapide.

14 Vous voyez donc les sujets que je vais
15 toucher. Je commence tout de suite avec les besoins
16 additionnels en puissance. On a vu dans la preuve,
17 il y a une mise à jour mai deux mille quatorze
18 (2014) de la prévision de la demande qui fait
19 effectivement avancer les besoins pour un an par
20 rapport au Plan au niveau de puissance.

21 Le graphique ici démontre donc ces nouveaux
22 besoins nets des mille cinq cents mégawatts
23 (1500 MW) qui sont disponibles sur le marché court
24 terme. Et tout ça étant, représentant, bien sûr, le
25 scénario moyen que, comme on a vu, représente à une

1 probabilité de dépassement de cinquante pour cent
2 (50 %).

3 Maintenant dans mon texte, dans mon rapport
4 écrit à la page 2, j'ai représenté une méthode pour
5 produire les scénarios à différentes probabilités
6 en fonction de l'écart-type et cette méthode, je
7 crois, était mentionnée et validée par le témoin du
8 Distributeur.

9 Alors, en procédant de cette même façon,
10 j'ai fait des scénarios à différents niveaux de
11 risques, on peut dire en achetant plus d'assurance.
12 Parce qu'ici c'est très bien de planifier pour ça,
13 mais si jamais, dans le cinquante pour cent (50 %)
14 des cas où les besoins vont dépasser ce montant, on
15 sera de court.

16 Alors, plutôt de présenter simplement un
17 scénario moyen avec un risque de dépassement de
18 cinquante pour cent (50 %), et un scénario fort
19 avec un risque de dépassement de seulement dix pour
20 cent (10 %), je pense qu'il serait intéressant de
21 voir les étapes entre les deux.

22 Alors donc, voici c'est le scénario moyen
23 plus virgule moins six écart-type qui fait
24 effectivement un risque de dépassement de quarante
25 pour cent (40 %), donc un peu plus d'assurance. Et

1 ici, on voit que les besoins apparaissent deux
2 heures plus tôt encore. Donc, à partir de l'hiver
3 deux mille seize-dix sept (2016-2017) pour les
4 besoins importants et même deux mille quinze-deux
5 mille seize (2015-2016).

6 La même chose avec un risque de dépassement
7 de seulement trente pour cent (30 %), donc en
8 achetant un peu plus d'assurance. Mais pour ça, il
9 manquerait déjà trois cent soixante-dix mégawatts
10 (370 MW) dès cet hiver.

11 Et on voit toujours dans chacun de ces
12 scénarios que les besoins additionnels à la fin de
13 la période, donc à l'horizon deux mille vingt-deux-
14 vingt-trois (2022-2023), augmentent davantage.

15 Ici, la même chose avec un risque de
16 dépassement de seulement vingt pour cent (20 %) où
17 il manquerait neuf cents mégawatts (900 MW) dès cet
18 hiver. Et maintenant, le scénario fort classique
19 avec un risque de dépassement de seulement dix pour
20 cent (10 %) où il manquerait mille six cents
21 cinquante mégawatts (1650 MW) déjà dès cet hiver.

22 Ces résultats se résument dans ce petit
23 tableau qui indique donc pour chaque probabilité de
24 dépassement, la date à laquelle les besoins, les
25 nouveaux besoins au-delà des mille cinq cents

1 mégawatts (1500 MW) disponibles sur le marché court
2 terme seraient requis. Et aussi, le niveau de ce
3 besoin additionnel à l'horizon deux mille vingt-
4 deux-vingt-trois (2022-2023) qui commence donc à
5 mille six cents mégawatts (1600 MW) avec le
6 scénario moyen et qui monte à presque cinq mille
7 mégawatts (5000 MW) avec le scénario fort.

8 Je vais me tourner maintenant à la question
9 le potentiel technico-économique de la gestion de
10 la demande en puissance, document déposé avec
11 l'état d'avancement deux mille douze (2012) qui, je
12 pense, n'est pas coté comme preuve dans ce dossier.

13 Alors il y a eu beaucoup de discussions
14 dans les échanges avec le Distributeur sur le
15 phénomène de la reprise de charge. Et on lit
16 effectivement en page 3 du document que :

17 Le PTÉ de l'ensemble des mesures est
18 davantage limité par les problèmes
19 reliés à la prise de charge que par
20 les coûts évités.

21 C'est effectivement une déclaration assez forte
22 étant donné qu'un PTÉ est défini justement,
23 normalement, selon les coûts évités.

24 Mais, toutefois, il n'y a aucune indication
25 dans le document, par exemple à partir de quel

1 niveau de pénétration d'une mesure ou de plusieurs
2 mesures le phénomène de reprise de charge aura
3 effectivement la conséquence de déplacer la pointe.

4 Donc, ainsi, on invoque le principe pour,
5 dans un sens, délégitimer l'analyse économique
6 basée sur les coûts évités sans toutefois faire une
7 étude véritable des limites des contraintes créées
8 par ce phénomène.

9 (9 h 50)

10 Il y a un autre élément auquel je veux
11 attirer votre attention. C'était mentionné dans la
12 preuve, la citation est ici. Si on prend l'écart
13 entre le point... Et ça c'est par rapport à la
14 discussion de la question par rapport au stockage
15 des mesures qui, plutôt que faire reprendre la
16 charge plus tard, avance la charge avant le moment
17 de la pointe. Et la réponse c'était que si on prend
18 l'écart entre la pointe du matin et le creux deux
19 heures précédentes, il n'est pas nécessairement
20 beaucoup plus important. Et pour tomber sur des
21 creux plus importants, il faut remonter
22 probablement des données qui sont plus du type six
23 heures à l'avance, huit heures d'avance.

24 Ce graphique ici est tiré directement du
25 potentiel technico-économique et qui démontre les

1 profils de puissance lors de la journée de la
2 pointe annuelle du réseau. Ce document du
3 Distributeur qui démontre effectivement qu'il y a
4 une rampe assez importante dans les deux heures
5 avant la pointe du matin. Donc, on voit la pointe
6 matinale. C'est le profil sans mesure, c'est la
7 ligne bleue, qui est entre six heures (6 h) et sept
8 heures (7 h) le matin et deux heures avant ça,
9 plutôt qu'être à trente-six mille mégawatts
10 (36 000 MW), on est à vingt-neuf mille (29 000 MW).
11 Alors, effectivement, il me semble assez clair de
12 ce graphique que la charge qui est avancée avant la
13 pointe, la pointe matinale en tout cas, il y a très
14 peu de risque que ça va créer une nouvelle pointe à
15 quatre heures (4 h) le matin.

16 Mais encore, donc le document ne propose
17 aucune solution à cet effet. Il n'y a aucune
18 analyse de vraiment son ampleur, et aucune
19 explication non plus. On dit qu'à cause de ça, les
20 potentiels des mesures ne sont pas nécessairement
21 additifs. Ils sont peut-être additifs, ils sont
22 partiellement additifs. On n'a aucune idée de
23 jusqu'à quel point ils sont additifs.

24 Et j'ai reproduit ici un des tableaux qui
25 vient justement du document, qui sont les mesures

1 incluses au PTÉ pour le résidentiel en séparant, en
2 haut, les mesures comportementales et, en bas, les
3 autres mesures. Et on voit le potentiel est
4 vraiment massif. On a donné une centaine de
5 mégawatts (100 MW) pour des mesures individuelles.
6 Mais il n'y a aucune conclusion, aucun sommaire,
7 aucun total. Alors, si on pose la question, quel
8 est le potentiel pour le secteur résidentiel, on
9 n'a aucune idée. On sait qu'on ne peut pas
10 nécessairement additionner ces montants-là mais on
11 se laisse complètement dans le vide.

12 Et alors, pour ça, il y a aussi le fait que
13 le document de quatorze (14) pages a plutôt
14 l'allure d'un sommaire exécutif qu'une étude
15 vraiment détaillée. Je pense qu'il serait important
16 que la Régie demande au Distributeur de refaire ses
17 devoirs sur cette question pour qu'on comprenne
18 vraiment mieux quels sont les vrais potentiels.

19 Je tourne maintenant, plus globalement, à
20 la question de, et malheureusement je n'ai pas
21 trouvé un terme en français équivalent, je ne veux
22 pas l'inventer non plus, alors en anglais, dans le
23 réseau américain mais aussi en Ontario et en
24 Colombie-Britannique, on parle beaucoup de « demand
25 response ». Alors je vais utiliser le terme anglais

1 en attendant que le Distributeur nous propose un
2 terme approprié. Mais c'est un terme général qui
3 décrit toute la puissance qui peut être libérée par
4 les actions des clients, de toutes sources et de
5 tous moyens, toutes méthodes confondues.

6 Alors, c'est assez clair que le
7 Distributeur reconnaît cette ressource. Il nous a
8 dit, en réponse je pense à une question de la
9 Présidente, que toutes nos actions visent à aller
10 chercher cette puissance qui est, dans le fond,
11 disponible chez nos clients. À mon avis, je pense
12 qu'il parle justement de « demand response ». Mais,
13 il y a peu d'efforts précisés dans le plan pour le
14 réaliser. On a parlé dans les audiences des projets
15 pilotes sur les chauffe-eau qui est très bien mais
16 c'est juste une mesure parmi plusieurs. Ça risque
17 de prendre un certain temps avant que le projet ne
18 soit mis en vigueur, qu'il soit évalué et tout, et
19 pendant ce temps, les autres mesures, à ma
20 connaissance, on ne fait rien.

21 Il y a eu dans les réponses plusieurs
22 mentions qu'Hydro cherche ce qui peut être mis en
23 service rapidement, ce qui est très bien, je suis
24 cent pour cent (100 %) en faveur de faire ça, mais
25 en même temps, il faut préparer le terrain pour ce

1 qui vient après, les choses qui sont plus
2 complexes, plus difficiles, parce que les besoins,
3 surtout si on achète des assurances pour ne pas
4 avoir un cinquante pour cent (50 %) de risque de
5 dépassement, des besoins importants s'en viennent.

6 On a parlé aussi des questions de contrôle
7 à distance du chauffage qui est effectivement une
8 piste très importante à regarder parce que, comme
9 on sait bien, le chauffage contribue beaucoup à la
10 pointe. J'ai compris des réponses que le
11 Distributeur demeure assez sceptique de pouvoir
12 réaliser ce type de mesures ici, notamment à cause
13 de la pénétration des plinthes électriques dans les
14 maisons québécoises. Alors il a dit que cette
15 technologie ne semble pas exister dans le marché
16 encore. Ce qu'il est possible de faire, c'est, je
17 cite :

18 c'est d'installer quelque chose dans
19 la boîte électrique directement de
20 façon à enclencher ou déclencher une
21 plinthe électrique. Ce qui est moins
22 possible, c'est d'aller jouer dans le
23 thermostat puis de changer des
24 consignes par exemple, ou de faire une
25 certaine modulation.

1 Alors, j'étais un peu étonné d'entendre
2 cela parce qu'effectivement, il existe plusieurs
3 systèmes de ce type déjà sur le marché et avec une
4 pénétration assez importante aux États-Unis. Je
5 mentionne ici trois fournisseurs : Nest, Ecobee et
6 Honeywell. Ecobee est effectivement une compagnie
7 canadienne basée à Toronto et j'ai fait produire un
8 petit document qui mentionne justement sa
9 compatibilité. Je l'ai ici, je crois que c'est le
10 C-RNCREQ-0030.

11 (9 h 56)

12 Étant donné que j'avais déjà parlé un peu
13 de mon rapport sur Southern California Edison,
14 alors je continue sur la même veine. Et donc
15 l'intégration des thermostats Ecobee avec le
16 système PTR de SCE, PTR c'est une erreur, par
17 ailleurs, sur le papier écrit. J'avais mis un autre
18 acronyme. Je vous rappelle, dans le Save Power Day,
19 le programme Save Power Day où SCE donne un rabais
20 rétroactif de soixante-quinze cents le
21 kilowattheure (0,75 ¢/KWh) pour les réductions
22 pendant les heures qui sont annoncées au préalable
23 comme les heures de pointe. Mais ce prix augmente à
24 un dollar vingt-cinq (1,25 \$) si les thermostats
25 sont contrôlés directement par quelqu'un d'autre.

1 Et j'ai parlé avec quelques personnes à Southern
2 California Edison qui m'expliquent qu'ils ont des
3 ententes directement avec les compagnies.

4 Alors en effet c'est un exemple de ce qu'il
5 va parler, je vais le mentionner un peu plus tard,
6 du fait que ça ne passe pas nécessairement par les
7 thermostats... pardon, par le compteur, par la
8 carte Zigbee du compteur. Effectivement, avec ce
9 modèle Smart Side Ecobee, ça peut passer par les
10 Zigbee, mais d'autres ne passent pas par le Zigbee.
11 Ils sont gérés sur l'Internet, ils sont gérés par
12 les ordinateurs. Chaque modèle est différent. Mais
13 l'important c'est que le client démontre que lui,
14 il a cédé le contrôle de ses thermostats pendant
15 les heures de pointe à un tiers qui va les réduire
16 pour faire des gains. Et s'il fait ce geste-là, la
17 prime par kilowattheure épargné monte à un dollar
18 et vingt-cinq cent (1,25 \$), qui est quand même
19 très intéressant.

20 Et il y a une étude post-facto faite par
21 SCE de ce programme, qui demande pour ces clients
22 un gain en puissance de trente pour cent (30 %) par
23 rapport à la ligne de base, comparé à seulement
24 quatre pour cent (4 %) pour ceux qui le font... qui
25 n'ont pas cédé ce contrat. Alors c'est vraiment

1 majeur, je pense que le gain individuel était de
2 sept cent cinquante watts (750 W), donc trois
3 quarts d'un kilowatt pour chaque... chaque maison.

4 Donc, je pense que c'est une piste très
5 importante à regarder. La notion d'aller dans les
6 boîtes électriques de chaque maison installer des
7 bidules sur chaque circuit de plinthe et alors
8 qu'Hydro va gérer nos plinthes, je trouve ça un peu
9 compliqué et pas vraiment réaliste.

10 Il se peut effectivement, ces systèmes sont
11 généralement conçus pour les systèmes centraux,
12 donc on gère, on installe un thermostat, on gère un
13 thermostat. Mais j'ai parlé avec des gens d'Ecobee,
14 ils disent que le fait d'avoir cinq thermostats ne
15 change rien, sauf qu'il faut acheter les cinq. Il y
16 aura aussi peut-être un petit ajustement à faire
17 pour qu'il contrôle un circuit de deux cent vingt-
18 deux cent quarante volts (220-240 V), plutôt que
19 cent vingt (120 V). Mais ce ne sont pas des défis
20 techniques très grands.

21 Alors je pense que c'est une piste vraiment
22 essentielle à regarder et j'encourage la Régie
23 d'inviter le Distributeur d'avancer rapidement dans
24 les modalités que vous avez déterminées pour que ça
25 devienne effectivement une partie importante du

1 Plan d'approvisionnement. Et malheureusement avec
2 les délais, attendre trois ans pour le prochain
3 Plan ne me semble pas vraiment une option. Une
4 option intéressante en tout cas.

5 Maintenant pour retourner justement sur le
6 rôle des compteurs, effectivement les réponses du
7 Distributeur donnaient l'impression qu'il n'est pas
8 très confiant que les compteurs vont jouer un rôle
9 important. Il parlait surtout de son projet-pilote
10 sur les chauffe-eau, mais peut-être les autres
11 choses aussi. Effectivement, ce n'est pas la seule
12 façon de faire. Étant donné l'investissement déjà
13 mis dans ces compteurs, il me semble intéressant
14 d'essayer de le valoriser, mais effectivement s'il
15 y a d'autres solutions qui sont meilleures et qui
16 sont plus pratiques, il faut les utiliser.

17 La seule chose que... pour lesquelles on a
18 besoin d'une carte Zigbee et du compteur c'est pour
19 avoir un afficheur client In-Home Display qui donne
20 vraiment la consommation en temps réel, qui a
21 certainement une valeur. J'avais dans mon rapport
22 parlé d'étude qui montre cela.

23 Au Southern California Edison ils offrent
24 bien sûr ça, pour ceux qui veulent acheter des
25 bidules Zigbee. Mais pour ceux qui ne veulent pas,

1 leur approche est d'avoir une page Web
2 personnalisée - comme Hydro a déjà - mais sur cette
3 page on donne les... les mesures du compteur
4 jusqu'à la veille, aux tranches d'une heure ou dans
5 certains cas de quinze (15) minutes. Alors ils
6 appellent ça du mesurage en temps presque réel.
7 C'est-à-dire qu'on ne peut pas voir ce qui se passe
8 maintenant, mais on peut voir ce qui se passait
9 hier et dans toutes les journées avant. Ce qui
10 donne des courbes qui sont quand même une bonne
11 idée de ce qui se passe dans la maison.

12 Alors je ne dis pas que c'est la meilleure
13 solution. Personnellement depuis... depuis un an
14 j'avais un bidule sur mon compteur
15 électromagnétique qui me donnait une mesure réelle,
16 en temps réel, qui était assez intéressant.
17 Maintenant avec les nouveaux compteurs il ne marche
18 pas. Il n'y a pas de solution comme ça qui marche
19 sans passer par la carte Zigbee.

20 Mais l'une ou l'autre des solutions ou les
21 deux, je pense sont disponibles avec peu
22 d'investissements, peu d'efforts et qui peuvent
23 amener à une conscientisation importante au niveau
24 de la clientèle sur la consommation.

25 (10 h 02)

1 Je vais retourner maintenant à un autre
2 sujet qui n'était pas dans ma preuve mais qui est
3 soulevé au cours des audiences et que je trouve
4 important d'amener à votre attention, qui concerne
5 les ressources désignées du Distributeur.

6 Selon les Tarifs et conditions du
7 Transporteur tels que modifiés après la grande
8 audience R-3669, phase 2, qui était en réaction aux
9 modifications à l'ordonnance 890 de la FERC et
10 auxquelles j'ai été témoin expert, à partir de là,
11 le Distributeur doit attester chaque année que ses
12 ressources désignées ne sont pas utilisées afin
13 d'effectuer des ventes non interruptibles à des
14 tiers. Et pour vous aider à vous orienter là-
15 dessus, j'avais imprimé les articles 37 et 38 des
16 Tarifs et conditions. Ça c'est la version qui est
17 maintenant dans le dossier 3888. Et aussi dans le
18 prochain acétate, j'ai reproduit la pertinence de
19 l'article 37.1.

20 Mais il y avait une réponse qui m'a surpris
21 de monsieur Zayat qui a dit que - c'était une
22 question basée sur un document déposé par EBM - que
23 ce qu'on désigne, ce qu'on a désigné comme
24 Distributeur c'est des interconnexions. Par contre,
25 les moyens de production, eux, sont libres et n'ont

1 pas d'entente, on n'a pas d'entente commerciale
2 avec HQP.

3 C'est sûr qu'il n'y a pas d'entente
4 commerciale avec HQP, mais quand même ce n'est pas
5 les interconnexions qui sont désignées, ce sont
6 effectivement les centrales. Et la liste, je pense
7 que c'est RNCREQ-28, qui vient directement du site
8 OASIS qui liste toutes les ressources désignées
9 ainsi que la date de désignation. La date de
10 suppression est définie et aussi, s'il y a lieu,
11 lorsque, le cas échéant, les dates de suppression
12 temporaire et les dates de fin de suppression
13 temporaire.

14 Toute cette notion de suppression
15 temporaire venait justement de cette audience, du
16 fait que FERC insiste réellement sur le respect de
17 ces clauses qui disent que, je reviens à l'autre
18 page, que :

19 Les ressources désignées du
20 Distributeur n'incluent aucune
21 ressource ou partie de ressource
22 faisant l'objet d'un engagement pour
23 une vente à un tiers ou qui ne peuvent
24 autrement servir à alimenter la charge
25 locale du Distributeur sur une base

1 non interruptible.

2 La FERC a vraiment mis beaucoup d'efforts là-dessus
3 et c'est pour ça que, par ailleurs, qu'il se
4 trouvait dans la proposition du Transporteur. Et la
5 Régie a accepté la proposition du Transporteur qui
6 était effectivement de modifier les Tarifs et
7 conditions pour faire en sorte que c'est le
8 Distributeur qui doit attester le respect de cette
9 exclusion. Il y avait question que c'est le
10 Transporteur qui doit vérifier et la Régie dit :

11 « Non, on ne veut pas que le Transporteur fasse
12 enquête. C'est le Distributeur qui doit attester. »

13 Alors, on a vu dans le document d'EBM...
14 Excusez-moi, mes points sont un peu désorganisés
15 sur ce... Je suis maintenant en bas de la page 14.
16 On a vu dans le document déposé par C-EBM-18
17 qu'Hydro-Québec Production a effectivement des
18 engagements envers des tiers de mille cent vingt-
19 trois mégawatts (1123 MW) en puissance.

20 J'ai effectivement fait l'exercice, un peu
21 fatigant, mais nécessaire peut-être, de comparer la
22 liste des ressources désignées avec la liste des
23 actifs de production dans le Rapport annuel
24 d'Hydro-Québec qui est aussi déposé. Et,
25 effectivement, toutes les centrales qui se trouvent

1 dans le Rapport annuel se trouvent sur la liste des
2 ressources désignées. En plus de toutes les
3 ressources ou grand nombre de ressources de Boralex
4 et d'Algonquin Power et de plein d'autres.

5 Alors j'ai aussi remarqué juste par hasard
6 récemment dans un document déposé par Hydro-Québec
7 Energy Marketing, document déposé en Ontario devant
8 le IESO, où, en passant, ils mentionnent que,
9 depuis des années, HQUS vend régulièrement de la
10 puissance dans le Nord-Est américain. J'ai le
11 document si vous avez besoin de le voir.

12 Alors, il me semble qu'il y a une
13 contradiction entre cette vente de puissance qui
14 vient, je pense, inévitablement des centrales
15 d'Hydro-Québec en même temps que le Distributeur
16 affirme, atteste que toutes ces ressources-là lui
17 sont disponibles pour alimenter la charge locale
18 sur une base non interruptible.

19 Et je voulais simplement attirer votre
20 attention sur cette contradiction apparente. Je
21 n'ai pas une solution à vous proposer en ce moment
22 autre que dire que je pense que ça serait important
23 de clarifier, un, si le Distributeur a
24 effectivement attesté de la non-utilisation de ses
25 ressources pour les ventes non interruptibles aux

1 tiers; si et comment il a validé cette attestation;
2 qu'est-ce qu'il devrait faire s'il constate que les
3 ressources désignées sont utilisées autrement; si
4 ces ressources désignées peuvent réellement servir
5 à l'input de la charge locale du Distributeur sur
6 une base non interruptible. Et, si c'est le cas,
7 alors intégrer cette option dans le plan de
8 ressource qui, effectivement, fait état de comment
9 le Distributeur peut répondre à la charge locale.
10 (10 h 07)

11 Je tourne maintenant à mon dernier sujet,
12 qui concerne la vente des certificats d'énergie
13 renouvelable en Nouvelle-Angleterre ou ailleurs. On
14 a entendu à quelques reprises la réponse que le
15 Distributeur ne peut pas vendre les CER en
16 Nouvelle-Angleterre parce qu'il ne vend pas
17 l'énergie. Il faut que le CER soit accompagné par
18 un kilowattheure.

19 Il y a quand même une question de base.
20 Est-ce que pour les instances qui gèrent ces
21 marchés, est-ce que la contrepartie est la société
22 Hydro-Québec? Ou la contrepartie est la division HQ
23 Distribution et/ou HQ Production? C'est une
24 question. J'ignore la réponse. Apparemment le
25 Distributeur ignore aussi la réponse. C'était

1 mentionné que... bien on a dit dans la réponse à
2 notre DDR qu'il n'y a pas d'avis juridique sur la
3 question et en audience les témoins n'étaient pas
4 capables de répondre. Je comprends, c'est une
5 question juridique qui concerne les instances
6 américaines, mais il me semble que c'est une
7 question importante. Parce que si, du point de vue
8 de l'instance qui est responsable pour gérer ce
9 système de Nord-Est, si pour eux c'est Hydro-Québec
10 la contrepartie, la source est à Hydro-Québec,
11 alors il n'y a pas de problème, Hydro-Québec vend
12 l'énergie dans ces marchés. Alors je ne vois rien
13 qui empêche Hydro-Québec d'aussi vendre des CER
14 juste en s'assurant que la quantité n'excède pas la
15 quantité d'énergie qu'ils vendent. En tout cas, il
16 y a certainement quelque chose à explorer dans ce
17 sens-là.

18 Un autre volet de cette question des ventes
19 CER, on a entendu que le Distributeur entend vendre
20 des CER dans les marchés volontaires en fonction de
21 ce, je crois, d'une certification ÉcoLogo. Il n'a
22 pas mentionné dans quel marché il entend les vendre
23 ou si ces ventes existent déjà. Mais je pense qu'il
24 y a un problème de principe avec cette question.

25 Dans tous les marchés d'énergie

1 renouvelable - et je participe avec le Low Impact
2 Hydro Provincial depuis dix (10) ans, alors je suis
3 un peu familier avec ces procédures - il y a un
4 principe que si un consommateur final utilise un
5 kilowattheure d'énergie verte, il n'a plus de CER à
6 vendre, c'est lui qui l'a consommé. Sinon, il y
7 aura des CER qui seront multipliés et échangés
8 partout. C'est le principe même d'un marché
9 d'énergie verte, que le certificat ou l'attribut
10 environnemental était « éteint » au moment où le
11 kilowattheure d'énergie verte est consommé.

12 Alors, en lisant le Plan
13 d'approvisionnement, en assistant aux audiences ici
14 et aussi en lisant ce qu'on lit dans la presse, il
15 me semble évident que l'énergie éolienne qui est
16 achetée par HQD en fonction des contrats qu'on
17 connaît est distribuée aux consommateurs québécois.
18 Et qu'en ce moment avec mon ordinateur je suis en
19 train de consommer, une faible proportion, mais
20 quand même de l'énergie verte. Et en le faisant, je
21 consomme aussi l'attribut, j'« éteins »
22 l'attribut. L'attribut à cette énergie verte que je
23 consomme n'existe plus pour être vendue à un tiers.
24 Sinon, c'est pas vraiment juste pour le tiers.

25 Alors, est-ce que cette... est-ce qu'il y a

1 une solution? Si on veut vraiment exploiter ce
2 marché, je pense que oui. J'ai parlé avec quelques
3 experts qui vivent dans ces marchés-là qui m'ont
4 expliqué que c'est pas... c'est pas la raison qui a
5 mené à l'existence du parc éolien qui compte. C'est
6 un marché qui est associé à l'énergie et donc aux
7 kilowattheures. Alors les kilowattheures sont
8 produits à chaque moment.

9 Et donc c'est vrai qu'aujourd'hui en ce
10 moment je consomme l'attribut associé aux
11 kilowattheures éoliens que je consomme. Mais si
12 demain ou l'année prochaine on m'indique que vous
13 ne consommez plus l'énergie éolienne, vous
14 consommez l'énergie patrimoniale et vous consommez
15 l'énergie brune qui vient des parcs éoliens, mais
16 sauf qu'on a enlevé les attributs environnementaux.
17 Alors vous n'avez pas l'illusion, moi je ne
18 consomme plus d'énergie éolienne parce qu'HQD veut
19 garder les certificats, garder les attributs pour
20 les vendre ailleurs. Il n'y a rien qui l'empêche de
21 le faire.

22 Ça prendrait, j'imagine, une certaine
23 mesure contractuelle ou réglementaire pour établir
24 clairement que c'est cela qui se passe. Et étant
25 donné que le consommateur paie quand même pour ces

1 contrats éoliens, il y a un enjeu là-dedans,
2 quelque chose à explorer. Mais c'est pour un moment
3 ultérieur. Mais si c'est une piste que le
4 Distributeur veut vraiment faire, de vendre les
5 certificats d'énergie renouvelable basés sur les
6 contrats éoliens, je pense que c'est un élément
7 malheureusement nécessaire.

8 Juste pour clore, j'ai lu dans la preuve de
9 l'AQPER la suggestion différente que plutôt de
10 vendre les attributs, de vendre carrément l'énergie
11 éolienne. Alors il me semble que cette approche
12 pourrait solutionner le problème totalement, alors
13 on évite toutes les questions de si le... si
14 l'attribut existe encore, s'il a été consommé, on
15 exporte carrément l'énergie éolienne avec l'énergie
16 et avec l'attribut pour pouvoir effectivement
17 consommer, laisser moins d'énergie patrimoniale sur
18 la table. Et je trouve que c'est une solution
19 extrêmement intéressante.

20 (10 h 13)

21 Alors ça conclut. Juste pour faire un petit
22 retour sur les recommandations que j'ai faites
23 concernant le potentiel technico-économique de
24 gestion de la demande en puissance. Je pense qu'il
25 serait important et même urgent de présenter un

1 document plus complet et plus détaillé et qui
2 traite plus en détail la question des limites, les
3 contraintes et les limites et contraintes par
4 rapport à la reprise de charge.

5 Sur le « demand response » plus
6 globalement, les afficheurs clients dont j'ai parlé
7 abondamment dans mon rapport, effectivement, je
8 pense que c'est clair qu'ils sont un outil
9 intéressant. Ils sont un outil que, de toute
10 évidence, on peut offrir au public sans beaucoup de
11 difficulté. C'est juste d'apprendre comment activer
12 la carte Zigbee et le reste, et faire le
13 « pairing », le jumelage entre l'appareil et la
14 carte. Et ça vaut la peine de le faire.

15 On peut en même temps explorer l'approche
16 SCE de mettre la consommation intérieure sur la
17 page Web disponible, bien sûr protégée par mot de
18 passe, qui éviterait totalement cet aspect de
19 « hardware ».

20 Mais, de loin plus important, c'est de
21 commencer à développer et de mettre en place et en
22 oeuvre une stratégie de « demand response »,
23 surtout en vue des besoins importants qui peuvent
24 venir si la demande continue à augmenter.

25 Sur les ressources désignées, je pense

1 qu'il y a lieu de clarifier la signification de
2 l'attestation produite par le Distributeur, de
3 vérifier la conformité avec la situation réelle
4 d'Hydro-Québec et de déterminer quoi faire dans le
5 cas où les deux ne sont pas en conformité l'un avec
6 l'autre.

7 Et sur les ventes des certificats, je pense
8 que le Distributeur devrait s'informer si le marché
9 en Nouvelle-Angleterre distingue réellement entre
10 HQD et HQP ou si la contrepartie est plutôt vue
11 comme Hydro-Québec, ce qui permettrait la vente des
12 certificats, soit directement par HQD ou par
13 l'entremise d'HQP. Et de s'assurer que les ventes
14 de CER sur le marché volontaire ne constituent pas
15 double comptage des attributs environnementaux.

16 Et, finalement, comme je viens de dire,
17 d'explorer la possibilité de vendre de l'énergie
18 éolienne, directement ou indirectement, afin de
19 réduire les quantités d'énergie patrimoniale non
20 utilisée.

21 Ça complète mes remarques. Merci beaucoup
22 pour votre attention.

23 Q. [19] Merci, Monsieur Raphals. Les témoins sont
24 disponibles pour être contre-interrogés.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Merci, Maître Gariépy. Est-ce qu'il y a des
3 intervenants qui désirent contre-interroger les
4 membres du panel du RNCREQ? Maître Fraser.

5 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

6 Merci, Madame la Présidente.

7 Q. [20] Bonjour Messieurs. Je vais être bref. Monsieur
8 Bourke, je vais profiter de votre présence pour
9 vous demander quelques précisions. Dans la
10 structure du RNCREQ, quelle est la représentation
11 ou quel type de représentativité ont ce que
12 j'appellerais les réseaux autonomes dans la
13 structure décisionnelle?

14 M. PHILIPPE BOURKE :

15 R. J'aimerais ça que vous précisiez la question. Ce
16 n'est pas clair.

17 Q. [21] Bien, on sait que les réseaux autonomes sont
18 situés dans des régions nordiques. Est-ce que ces
19 régions-là sont représentées au sein du
20 Regroupement national?

21 R. Directement, si on prend par ailleurs, par exemple,
22 le Conseil régional de l'environnement de la Côte-
23 Nord et celui de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine
24 sont deux régions en particulier qui ont sur leur
25 territoire des réseaux autonomes.

1 Ceci dit, comme j'ai expliqué tout à
2 l'heure, il n'y a pas de Conseil régional de
3 l'environnement dans la Région Nord du Québec pour
4 des raisons qui sont hors de notre contrôle. Et il
5 y a, par ailleurs, effectivement, plusieurs réseaux
6 autonomes qui sont situés là, mais ça ne nous
7 empêche pas, le Regroupement, même si on n'a pas de
8 membres dans ces régions-là, comme notre mission
9 intègre l'ensemble des préoccupations
10 environnementales sur l'ensemble du territoire du
11 Québec, de s'y intéresser et donc de faire valoir
12 les points de vue qui peuvent concerner ce
13 territoire-là.

14 Q. [22] O.K. Donc, si je comprends bien, parce qu'il y
15 a beaucoup de recommandations qui concernent plus
16 particulièrement le réseau de Shefferville, donc je
17 comprends de votre témoignage qu'il n'y a pas de
18 représentativité du réseau de Shefferville qui
19 n'est pas situé sur la Côte-Nord ou en Gaspésie
20 auprès du Conseil, du Regroupement national?

21 R. À ma connaissance, le réseau de Shefferville fait
22 partie du territoire de la Côte-Nord. Donc,
23 c'est... il fait partie des... La mission de
24 protection de l'environnement de ce Conseil
25 régional là intègre l'ensemble de son territoire

1 incluant les gens qui habitent à Shefferville et
2 donc les résidants.

3 Q. [23] Pouvez-vous faire la vérification, s'il vous
4 plaît, si le Conseil régional de la Côte-Nord
5 représente jusqu'au territoire de Shefferville et
6 prendre l'engagement? Parce que j'ai comme un petit
7 doute, là.

8 R. Ça me fait plaisir. Mais il me semble que la
9 question s'est posée l'an dernier. On avait vérifié
10 et c'est effectivement le cas, Shefferville fait
11 partie du territoire de la Côte-Nord. Mais je peux,
12 je m'engage à faire la vérification et de...

13 Q. [24] Parfait. Je vous remercie.

14

15 E-1 (RNCREQ): Vérifier si Shefferville fait
16 partie du territoire de la Côte-
17 nord (demandé par HQD). Dans
18 l'affirmative, confirmer si les
19 représentants du CRE de la Côte-
20 Nord se sont prononcés sur les
21 recommandations précises
22 concernant le réseau de
23 Shefferville.

24

25 Q. [25] Monsieur Raphals, dans votre présentation ce

1 matin j'ai compris que sur le sujet des ressources
2 désignées c'est un sujet qui n'était pas abordé
3 dans votre rapport initial.

4 M. PHILIP RAPHALS :

5 R. Oui, c'est correct.

6 Q. [26] Et c'est une question de maître Hamelin qui
7 vous aurait mis la puce à l'oreille là-dessus?

8 R. Oui.

9 Q. [27] C'est parfait. Je vous remercie.

10 Me ÉRIC FRASER :

11 Je n'ai pas d'autres questions, Madame la
12 Présidente. Mais j'ai un gros problème parce que
13 toute la section sur les ressources désignées c'est
14 de la nouvelle preuve. Ce n'était pas dans les
15 rapports. Ça ne découle pas de la preuve d'Hydro-
16 Québec. Ça découle de façon très anecdotique d'un
17 extrait de témoignage de monsieur Zayat. Ça me
18 cause un gros problème. Je pourrais être très
19 ouvert puis dire que je vais faire des
20 vérifications, mais ça peut exiger de la contre-
21 preuve. On nous prend réellement par surprise, là.

22 (10 h 19)

23 Donc, a priori je pense que je vous
24 demanderai que ces extraits-là soient rayés de la
25 preuve parce que ça déborde complètement. On est à

1 minuit moins cinq et... et si c'est pas rayé, bien
2 il faudra vérifier ce qu'on peut faire avec ça,
3 mais évidemment ça peut entraîner des délais.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Donc, vous formulez une objection officielle?

6 Me ÉRIC FRASER :

7 Oui, je demande à ce que cette section-là soit
8 littéralement rayée du dossier. Je vous remercie.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Maître Gariépy.

11 Me ANNIE GARIÉPY :

12 D'une façon large, ce que le RN comprend c'est que
13 si on réfère aux Tarifs et conditions, les
14 ressources désignées font partie des ressources qui
15 sont disponibles pour la charge locale, qui sont
16 disponibles. La question se pose. Le sont-ils ou ne
17 le sont-ils pas? Les témoins du Distributeur ont
18 abordé la question en cours d'audience que s'il y
19 avait un besoin en puissance excédentaire il y
20 avait la possibilité d'interrompre le service. Un
21 délestage ou quoi que ce soit. Il s'agit de voir
22 quelle est l'assiette dont nous disposons
23 effectivement. Puis si... si on a la... l'image
24 réelle, puis si le Distributeur dans le fond est
25 même conforme aux Tarifs et conditions, là, tels

1 qu'ils ont été libellés dans le dernier dossier R-
2 3669. C'est une vérification, là, qui s'impose.

3 Me ÉRIC FRASER :

4 On se situe clairement dans un univers de transport
5 qui... qui me déstabilise un peu. Par ailleurs, en
6 ce qui concerne ce que... ce dont on discute
7 présentement, la fiabilité en puissance du
8 Producteur, elle est garantie par des critères,
9 lesquels ont été déterminés par la Régie et sont
10 toujours suivis. Donc, cet aspect-là a été couvert
11 dans le dossier. Et s'il se pose une question de
12 conformité qui m'apparaît très technique puisque le
13 Distributeur a toutes les garanties quant à la
14 puissance dont il... qu'il tire et qu'il dispose du
15 Producteur, c'est très, très administratif et ça
16 peut être fait sous d'autres hospices que le
17 présent dossier. Je vous remercie, Madame la
18 Présidente.

19 Me ANNIE GARIÉPY :

20 Écoutez, on s'en remet à la discrétion de la Régie,
21 mais le RN considère quand même qu'il y a une
22 question importante qui est ressortie des
23 audiences. Puis on croyait justifié d'avoir un
24 éclaircissement de la part du Distributeur sur son
25 adéquation au respect des Tarifs et conditions.

1 S'il est soumis et qu'il doit désigner et qu'il
2 doit connaître son assiette d'approvisionnement, il
3 y a un questionnement ici puis on pense que ça
4 entre dans le cadre du Plan d'appro. Merci.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Merci. Écoutez, je vais prendre cette objection
7 sous réserve et y répondre dans les meilleurs
8 délais. Alors maître de Repentigny pour la Régie.

9 Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

10 Bonjour Messieurs. Je vais avoir une question de
11 précision sur le mémoire du RNCREQ.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Maître Gertler.

14 Me FRANKLIN S. GERTLER :

15 Bonjour. Je ne sais pas si je passe que... c'est
16 l'ordre normal. Mais c'est juste pour vous signaler
17 que nous avons indiqué notre désir de contre-
18 interroger les témoins du RNCREQ et aussi certains
19 des autres intervenants aujourd'hui, mais après
20 étude et réétude de leur preuve, on ne pense pas
21 que ce soit nécessaire. Sous toute réserve de
22 qu'est-ce qui sort durant l'audience, mais juste
23 pour le... au niveau de l'intendance, que ça vous
24 enlève peut-être quelques minutes de contre-
25 interrogatoire qui avait été annoncé. Merci.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 C'est bon. Merci, Maître Gertler.

3 INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

4 Q. [28] Oui. Alors je vais avoir seulement une
5 question de précision sur le mémoire du RNCREQ.
6 C'est à la page 54. C'est une question qui
7 s'adresse plutôt à vous, Monsieur Paquin. Alors
8 c'est au dernier paragraphe de la page 54. La
9 recommandation mentionnée, ces considérations
10 justifient le RNCREQ de recommander à la Régie que
11 Le Distributeur présente, dans l'État
12 d'avancement du Plan
13 d'approvisionnement qu'il doit déposer
14 annuellement à la Régie, une mise à
15 jour des disponibilités des capacités
16 de transferts sur les interconnexions
17 en mode exportation, une prévision du
18 prix de l'énergie sur les marchés
19 limitrophes, et une évaluation de
20 l'intérêt économique de procéder à la
21 revente de ses surplus.

22 Alors on voulait savoir si cette recommandation-là
23 s'applique uniquement pour l'État d'avancement deux
24 mille quatorze (2014) et deux mille quinze (2015)
25 ou si c'est une recommandation qui est pour une

1 plus longue durée?

2 M. PAUL PAQUIN :

3 R. Bien disons que pour le moment on va... je pense on
4 verra au prochain Plan si on veut le poursuivre. Je
5 pense que ce qui est important pour le moment c'est
6 de voir la situation actuelle et à l'intérieur du
7 Plan actuel si la situation va rester la même. Et
8 au prochain Plan on pourra voir s'il y a lieu...
9 s'il y a eu des modifications, s'il y a lieu de
10 continuer ou non. Pour le moment, je dirais que
11 c'est à l'intérieur du Plan actuel.

12 Q. [29] Merci. Ça met fin à mes questions.

13 (10 h 25)

14 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

15 Q. [30] Je vais avoir juste peut-être quelques petites
16 questions. Au sujet de la certification
17 environnementale ÉcoLogo, quelle est la position du
18 RNCREQ à cet effet-là? Bon, le Distributeur fait
19 des démarches dans ce sens-là, est-ce que c'est une
20 bonne voie à explorer effectivement?

21 M. PHILIP RAPHALS :

22 R. Peut-être je vais commencer et tu pourras
23 compléter. ÉcoLogo fait la certification des
24 sources entre autres choses, bien sûr. Alors le
25 fait de faire certifier une centrale ou une autre

1 par ÉcoLogo implique certains coûts, certains
2 efforts. Mais il n'y a aucun risque, il n'y a
3 aucune raison de ne pas le faire. Est-ce qu'il y a
4 un bénéfice réel de le faire? Pour moi,
5 personnellement, ce n'est pas évident. Mais, as-tu
6 quelque chose?

7 M. PHILIPPE BOURKE :

8 R. Bien, on ne s'est pas penché sur la valeur de cette
9 certification-là par rapport à une autre et le rôle
10 qu'elle pourrait jouer, là, dans le dossier actuel.
11 C'est quelque chose qu'on n'a pas évalué.

12 Q. [31] Le fait que, bon, je pense que c'est dans la
13 preuve de SÉ/AQLPA où on nous dit, bon, qu'il y a
14 peut-être, que ce n'est pas nécessairement
15 souhaitable de faire reconnaître que l'énergie
16 provenant de sources éoliennes ou biomasse comme
17 étant une énergie verte, mais qu'il faudrait faire
18 reconnaître l'énergie produite par
19 hydroélectricité. Donc, est-ce que c'est une
20 position aussi qui est partagée par le RNCREQ?

21 M. PHILIP RAPHALS :

22 R. C'est une question assez large et compliquée en
23 réalité. ÉcoLogo, j'ai siégé sur le comité qui a
24 établi les critères pour ÉcoLogo pour la première
25 fois pour l'électricité verte. Et il y a toujours

1 une discussion pour modifier la section sur
2 l'énergie hydroélectrique qui semble être
3 paralysée, je ne sais pas exactement comment.

4 Mais à l'instant, je pense qu'à l'instant
5 c'est toujours l'ancien critère qui est en vigueur
6 qui est assez contraignant et se limite en réalité
7 aux centrales qui sont strictement au fil de l'eau.

8 Les discussions qui sont en cours, on ne
9 sait pas exactement où elles vont aller. Il y a
10 aussi le Low Impact Hydropower Institute aux États-
11 Unis qui fait la certification des centrales
12 hydroélectriques étant de faible impact et qui
13 songe à modifier ses critères pour faire
14 admissibles les centrales hydroélectriques au
15 Canada. Mais ce n'est pas encore le cas.

16 Mais au Canada, si on parle de la vente des
17 certificats au Canada, je pense qu'effectivement
18 c'est ÉcoLogo qui est le... qui est reconnue et
19 donc il faut vivre avec les critères qui existent.

20 Q. [32] C'est bien. On n'aura pas d'autres questions.

21 Ah! Oui.

22 M. PHILIPPE BOURKE :

23 R. Oui, je vais rajouter une...

24 Q. [33] Allez-y.

25 R. Bien, effectivement, je pense que, sans avoir pris

1 connaissance en détail de la preuve de SÉ/AQLPA, je
2 dirais qu'on a au Regroupement la préoccupation
3 d'assurer aussi à l'énergie hydroélectrique une
4 valeur importante en termes d'attributs
5 environnementaux.

6 Ceci dit, comme monsieur Raphals l'a
7 mentionné, le contexte actuel ne le permet pas et
8 on ne voit pas comment on pourrait, nous, agir en
9 ce sens-là, mais c'est une préoccupation pour nous.
10 Cette énergie-là a une grande valeur qu'on devrait
11 reconnaître mieux et autant que l'éolien par
12 ailleurs.

13 M. PHILIP RAPHALS :

14 R. Généralement, par rapport spécifiquement à
15 l'énergie hydroélectrique, ÉcoLogo comme l'EE,
16 l'objectif est de créer des contraintes d'opération
17 pour faire en sorte que les centrales existantes
18 soient opérées de façon à minimiser nos impacts
19 environnementaux.

20 Dans ce sens-là, je pense qu'il joue un
21 rôle très important et, comme je dis, bien, il y a
22 des choses en cours qui vont peut-être permettre de
23 le faire avec plus d'efficacité.

24 Q. [34] C'est bien. Je vous remercie. Est-ce qu'il y a
25 un réinterrogatoire?

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Bien, j'aurais simplement une précision.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Oui.

5 Me ÉRIC FRASER :

6 Q. [35] Pour l'engagement qu'on a demandé du RNCREQ,
7 dans l'affirmative j'aimerais ajouter une petite
8 précision à l'engagement. Donc, dans l'affirmative
9 si, effectivement, Shefferville est représentée par
10 le CRE de la Côte-Nord, j'aimerais que l'engagement
11 nous précise si les représentants du CRE de la
12 Côte-Nord se sont prononcés sur les recommandations
13 précises concernant le réseau de Shefferville. Ça
14 m'apparaît important. Je vous remercie, Madame la
15 Présidente.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Excellent. Maître Gariépy, est-ce que vous avez un
18 réinterrogatoire?

19 Me ANNIE GARIÉPY :

20 Il n'y aura pas de réinterrogatoire. Si vous voulez
21 juste libérer mes témoins.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Parfait.

24 On vous remercie pour vos témoignages. Donc, vous
25 êtes maintenant libérés.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Maître Gariépy, juste peut-être vous préciser en ce
3 qui a trait au dépôt de votre plaidoirie écrite, il
4 faudrait qu'elle soit déposée demain avant-midi
5 finalement.

6 Me ANNIE GARIÉPY :

7 Oui, il y a le personnel de la Régie qui m'a
8 rejointe. On a discuté. Si j'ai bien compris les
9 propos de la dernière journée d'audience, j'ai
10 quand même le privilège d'entendre mon confrère
11 avant de déposer. C'est parfait.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Oui, exactement. Donc, pour midi (12 h) il ne
14 devrait pas y avoir de problème.

15 Me ANNIE GARIÉPY :

16 C'est noté. Merci.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Alors nous allons prendre une pause de dix (10)
19 minutes. De retour à onze heures moins vingt
20 (10 h 40) avec la présentation de la preuve de
21 l'AQPER.

22 SUSPENSION DE L'AUDIENCE (10 h 30)

1 REPRISE DE L'AUDIENCE (10 h 45)

2

3 PREUVE AQPER

4

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Maître Nobert.

7 Me STÉPHANE NOBERT :

8 Bonjour, mesdames les présidentes, Monsieur le
9 Régisseur. Premièrement, je voulais remercier cette
10 formation, les autres intervenants et leurs
11 procureurs qui nous avaient permis d'intervertir
12 notre ordre et de passer en premier. C'est un peu
13 moins pertinent aujourd'hui que demain. Mais je
14 pense que les panellistes vont être heureux de
15 pouvoir quitter aujourd'hui, surtout monsieur
16 Pereira qui doit retourner à Boston.

17 Aujourd'hui, nous allons travailler avec
18 certains documents qui ont déjà été déposés,
19 évidemment le mémoire de l'AQPER, qui est la pièce
20 C-AQPER-009; le rapport d'expertise, la cote 0010.
21 Et lors du contre-interrogatoire, j'avais fait
22 circuler des documents qui se retrouvent maintenant
23 cotés au SDÉ. Il y avait un extrait de la demande
24 d'Hydro-Québec Distribution pour l'approbation de
25 son Plan d'approvisionnement 2011-2020, dont

1 j'avais déposé des extraits, les pages 29 et 30.
2 C'était C-AQPER-0017. J'ai aussi fait circuler la
3 décision D-2011-162 sur cette demande
4 d'approbation, qui est maintenant sous la cote
5 C-AQPER-0019.

6 Et j'ai fait circuler aujourd'hui trois
7 courts documents. Le premier est les réponses
8 d'Hydro-Québec Distribution à la demande de
9 renseignements numéro 1 de l'AQCIE/CIFQ dans le
10 dossier R-3854-2013. C'est la cote C-AQPER-0020.

11

12 C-AQPER-0020 : Réponses d'Hydro-Québec
13 Distribution à la demande de
14 renseignements numéro 1 de
15 l'AQCIE/CIFQ dans le dossier
16 R-3854-2013

17

18 Et, enfin, deux curriculum vitae. Celui de monsieur
19 Louis Bolullo, sous la cote C-AQPER-0021. Et celui
20 de monsieur Jean-François Samray, qui est le
21 président directeur général de l'AQPER, comme
22 C-AQPER-0022.

23

24 C-AQPER-0021 : Curriculum vitae de Louis A.
25 Bolullo

1

2 C-AQPER-0022 : Curriculum vitae de Jean-François
3 Samray

4

5 J'ai aussi remis l'original de l'affidavit qui
6 accompagnait la demande de confidentialité d'un des
7 tableaux qui avait été produit sous pli
8 confidentiel à la Régie au soutien du rapport de
9 monsieur Pereira. Donc, j'en ai remis copie
10 aujourd'hui de l'original. Malheureusement, je l'ai
11 reçu seulement vendredi dernier. Et la pièce est
12 déjà déposée sous pli confidentiel. Je comprends
13 qu'il n'y a pas eu d'opposition ou de contestation
14 de cette demande-là. Donc, je vous demanderais à ce
15 moment-là de permettre à l'AQPER de produire cette
16 pièce sous pli confidentiel.

17 Et je vais aussi référer peut-être lors de
18 l'interrogatoire de monsieur Pereira, notre expert,
19 au contre-interrogatoire du panel numéro 2 que j'ai
20 fait mardi le dix-sept (17) juin. Et ce sera aux
21 pages 204 à 214. C'est maintenant le document
22 A-0041 de la présente cause.

23 Je vais vous présenter brièvement le panel.
24 Vous avez d'avant à l'arrière monsieur Jean-
25 François Samray, directeur président général de

1 l'AQPER; monsieur Alvaro E. Pereira de l'AQPER
2 Associates, notre expert; et monsieur Louis Bolullo
3 qui va venir présenter le mémoire de l'AQPER comme
4 tel.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Maître Nobert, on va peut-être procéder à la
7 reconnaissance officielle.

8 Me STÉPHANE NOBERT :

9 Oui, oui. De la preuve. Donc, je vais commencer par
10 monsieur Bolullo.

11

12 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingt-cinquième
13 (25e) jour du mois de juin, ONT COMPARU :

14

15 JEAN-FRANÇOIS SAMRAY, président directeur général
16 de l'Association québécoise de la production
17 d'énergie renouvelable, ayant une place d'affaires
18 au 211, place d'Youville, bureau 04, Montréal
19 (Québec);

20

21 ALVARO E. PEREIRA, energy consultant for Capra
22 Associates, ayant une place d'affaires au 1,
23 Washington Mail, Boston (Massachusetts) 02108;

24

25

1 LOUIS A. BOLULLO, ingénieur, maîtrise en
2 administration des affaires, ayant une place
3 d'affaires au 57, rue Quidoz, Sainte-Thérèse
4 (Québec);

5

6 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
7 solennelle, déposent et disent :

8

9 (10 h 52)

10 INTERROGÉS PAR Me STÉPHANE NOBERT :

11 Je vais procéder à l'adoption de la preuve écrite.

12 Q. [36] Monsieur Bolullo, avez-vous participé à la
13 réflexion, l'analyse et la rédaction du mémoire qui
14 a été produit par l'AQPER sous la cote C-AQPER-
15 0009?

16 M. LOUIS A. BOLULLO :

17 R. Oui.

18 Q. [37] Est-ce que vous adoptez ce rapport comme, pour
19 valoir comme votre témoignage écrit?

20 R. Oui.

21 Q. [38] Et la même question pour monsieur Samray, est-
22 ce que vous avez participé à l'analyse, la
23 réflexion et la rédaction du mémoire de l'AQPER,
24 qui est produit sous la cote C-AQPER-0009?

25

1 M. JEAN-FRANÇOIS SAMRAY :

2 R. Oui.

3 Q. [39] Est-ce que vous adoptez ce mémoire comme
4 représentant la preuve écrite dans ce dossier?

5 R. Oui.

6 Q. [40] Merci. Mr. Pereira, vous avez participé à la
7 rédaction et la réflexion de ce qu'on retrouve au
8 rapport d'expertise C-AQPER-0010?

9 Mr. ALVARO E. PEREIRA :

10 A. Yes.

11 Q. [41] Est-ce que vous adoptez ce rapport comme
12 faisant, pour valoir comme votre témoignage écrit?

13 A. Yes, it is.

14 Q. [42] Alors je vous demanderais d'accepter cette...
15 d'adopter cette preuve écrite. Alors, évidemment,
16 nous n'avons pas l'intention de revenir avec le
17 panel et monsieur Pereira sur l'ensemble de ce qui
18 est couvert par le rapport et le mémoire,
19 évidemment. La preuve, ou la présentation
20 aujourd'hui va se concentrer sur les attributs
21 environnementaux, c'est cet aspect-là du mémoire de
22 l'AQPER qui est principalement, qui va être
23 principalement développé.

24 Et, notamment, pour ce qui est du rapport
25 de monsieur Pereira et son interrogatoire, on va

1 aussi tenter de répondre à certaines interrogations
2 qui ont été soulevées du fait de montre contre-
3 interrogatoire du panel numéro 2 du Distributeur.

4 Je comprends aussi qu'il n'y a pas eu
5 d'opposition à la reconnaissance du statut d'expert
6 de monsieur Pereira, donc je vous demanderais de le
7 reconnaître comme expert selon les conclusions que
8 nous avons demandées dans notre demande de
9 reconnaissance.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Alors la Régie reconnaît le statut d'expert à
12 monsieur Pereira, soit le statut d'expert en
13 analyse des marchés et de valorisation d'attributs
14 environnementaux.

15 Me STÉPHANE NOBERT :

16 Maintenant, vous allez trouver, évidemment, le
17 curriculum vitae de monsieur Pereira dans les
18 premières pages, 1 et 2 entre autres, du rapport,
19 C-AQPER-0010, et en annexe aussi. Et il a aussi été
20 produit sous la cote C-AQPER-0012. Évidemment, il y
21 a, je comprends qu'on reconnaît monsieur Pereira
22 comme expert, mais j'aimerais ça revenir sur
23 certains éléments, compte tenu des questions que je
24 vais lui demander en rapport notamment à ce qui a
25 été dit par le panel numéro 2 le dix-sept (17)

1 juin.

2 Q. [43] À la page 2 du rapport, Monsieur Pereira, vous
3 mentionnez que :

4 In particular, La Capra Associates
5 provided analyses and assistance to
6 state policymakers during development
7 of the Massachusetts renewable
8 portfolio standards...

9 J'aimerais que vous puissiez élaborer sur ce que
10 vous avez fait dans le cadre de ce mandat-là.

11 Mr. ALVARO E. PEREIRA :

12 A. Well, at the time that La Capra Associates helped
13 the development of the regulations in
14 Massachusetts, I was actually at the Division of
15 Energy Resources, so I was involved in the
16 development directly of the RPS regulations in
17 Massachusetts.

18 La Capra Associates provided the economic
19 and market analyses to the Agency, and we worked
20 very closely in the evaluation of the regulations
21 in terms of prices and impacts on the economy, etc.
22 So it was us working with the firm; I was not at
23 the firm at the time, but the firm was working with
24 me and others at the actual Agency.

25 Q. [44] But you personally assisted with the analyses

1 of the New York RPS and cost benefit analyses also?

2 A. Yes, I did participate in those discussions.

3 Q. [45] What was your role?

4 A. It was reviewing the consultant's work, it was
5 reviewing regulations, drafts of the regulations,
6 and I have also helped the DOER after joining La
7 Capra Associates and examining changes to those
8 regulations.

9 Q. [46] Now, lastly, if I go at Appendix A, à
10 l'appendice A, page A-2 de votre curriculum vitae,
11 qui se retrouve dans le rapport, annexe A, page A-2
12 du rapport...

13 A. Yes.

14 Q. [47] ... le troisième élément que vous mentionnez :

15 Researched forward capacity market
16 rules in New England...

17 est-ce que c'est une, ce dont vous nous parliez
18 tout à l'heure ou c'est un autre mandat?

19 (10 h 58)

20 A. Are you speaking of the resources for capacity
21 market rules?

22 Q. [48] Oui, oui.

23 A. That is different, a different job. I have helped
24 various generators negotiate deals in the forward
25 capacity market, participate in the market. I have

1 conducted analysis related to the prices for a
2 capacity market, and I've also helped them
3 negotiate renewable attribute contracts and deals.

4 Q. [49] Quand vous mentionnez à la fin, la dernière
5 phrase, 'examine the feasibility and impacts of
6 restricting imports of renewable generation into
7 New England and for participation in the
8 Massachussets RPS', qu'est-ce que vous avez étudié
9 en particulier?

10 A. There was an interesting study where we helped the
11 division look at the potential impact of imports
12 and whether they should be required to participate
13 in the capacity market. As you know, intermittent
14 resources don't have full control over their
15 generation. So there was the issue of whether these
16 resources would have to actually participate in
17 that specific market in order to qualify for class
18 1 renewables. So, that work is work I did while at
19 La Capra Associates to assist the division in that.
20 And ultimately, the division decided that
21 intermittent resources such as wind did not have to
22 participate in the capacity markets to sell
23 attributes into New England.

24 Q. [50] Merci. Maintenant je vais vous demander de
25 revenir rapidement sur les conclusions que l'on

1 retrouve évidemment à la fin de votre rapport, mais
2 surtout, je pense qu'ils sont déjà résumés, donc
3 simplement, les conclusions sont à la page 33 du
4 rapport, mais vous les avez résumées à la page 1,
5 an executive summary, dans les trois points qu'on
6 voit, là, un peu vers le dernier tiers de la page.
7 Je vais vous demander de peut-être juste, de nous
8 expliquer très, très rapidement. Je vais avoir des
9 questions spécifiques sur ces éléments-là plus
10 tard.

11 A. I think, obviously, you can read the report but I
12 think I want to make these three important points.
13 The renewable attribute is a separate product from
14 energy and capacity. It's very important and it has
15 separate qualities and has separate markets. So we
16 can't talk about market analysis collectively. We
17 have to look at these markets separately. That's
18 the first point.

19 The second point is the process to actually
20 qualify is now onerous. We talked about EcoLogo
21 before. The processes are very similar and it's
22 really administrative, it involves some people
23 work. Obviously, there is requirements that the
24 facilities have to meet but once those are met, and
25 the facility exist, then the process is not

1 onerous. And given that, the market indicates that
2 there is great potential for HQ to receive revenues
3 from sale of attributes. The markets in New
4 England, the renewable markets in New England are
5 very tight in terms of supply and there is a lot of
6 opportunity for generators in New England and
7 generators outside of New England. And as we've
8 seen in the testimony, imports into New England
9 have actually increased in recent years, imports
10 from Canada and imports from New York. So imports
11 are playing a much stronger role in meeting RPS
12 requirements in New England.

13 Q. [51] Merci. Maintenant je vais vous demander de
14 commenter vos conclusions et les conclusions qu'on
15 retrouve dans le rapport en référant aux passages
16 pertinents, mais en rapport avec les éléments qui
17 ont été mentionnés par le panel numéro 2 lors du
18 contre-interrogatoire que j'ai effectué cette
19 semaine, la semaine dernière, c'est-à-dire le dix-
20 sept (17) juin, et cette formation se rappellera
21 que vous arrivez par exemple aux pages pages 205 et
22 206 de la transcription, on nous avait mentionné
23 que le marché de revente, c'est monsieur Zayat qui
24 nous avait mentionné, que le marché de revente des
25 attributs environnementaux avait pour objectif le

1 développement de projets locaux dans les différents
2 états de la Nouvelle-Angleterre et donc c'était un
3 des éléments qu'il mentionnait pour prétendre que
4 le marché n'était pas ouvert et n'était pas
5 intéressant et en fait, je paraphrase, mais
6 qu'Hydro-Québec n'était pas bienvenue dans ce
7 marché.

8 Monsieur Pereira, quant à la question du
9 fait que les RPS sont développés pour favoriser le
10 développement du marché des projets locaux, comment
11 ça se traduit dans les marchés de la Nouvelle-
12 Angleterre que vous avez étudiés?

13 (11 h 04)

14 A. Well, local development in New England really means
15 development within the state, so you can't really
16 speak of local development in the region because if
17 a turbine is built in Maine, it has very little
18 impacts in Massachusetts, for example. So when we
19 talk about local development in New England, we
20 have to look at a state development.

21 So having said that, when the RPS was
22 developed, there was an acknowledgement that
23 imports would be needed to, for compliance, there,
24 for example, in Connecticut, there just isn't the
25 potential to build wind resources, it doesn't

1 exist, so it wouldn't physically be possible to
2 procure all the attributes from Connecticut
3 resources. In Massachusetts, though potentially it
4 could happen from off-shore wind, it was never
5 contemplated that imports would not play a role.

6 So I disagree with the assertion that the
7 goal of the RPS was to incent local development. Of
8 course, every policy has the goal to provide local
9 impacts, but there were a lot more considerations,
10 fuel diversity was an extremely important
11 consideration, and environmental considerations,
12 obviously, to try to green up the power supply,
13 which back in two thousand (2000) was very, you
14 know, relative to today, it was very dirty, we used
15 a lot of oil, a lot of coal, and since then,
16 obviously, the supply mix has changed.

17 But local development was not the primary
18 motivation for the RPS by any means.

19 Me STÉPHANE NOBERT :

20 Q. [52] Un peu plus loin dans la transcription, à la
21 page 207, monsieur Zayat nous a mentionné que,
22 c'est aux lignes 6 et suivantes, ou 5 et suivantes,
23 5 à 11, que :

24 ... la production qui est qualifiée
25 par HQP c'est pour des éoliennes qui

1 sont de nature... qui ont été achetées
2 sur une base commerciale alors que la
3 production éolienne qu'on a est issue
4 essentiellement de décrets et de
5 volonté gouvernementale.

6 Et on semblait lier ça au fait que ça pourrait
7 causer un problème de certification ou de
8 qualification, comme on le voit un peu plus loin,
9 là, au paragraphe... aux lignes 16 et suivantes.

10 Maintenant, qu'est-ce que vous comprenez de
11 cette affirmation du Distributeur à l'effet qu'il y
12 aurait une distinction à faire au niveau
13 réglementaire dans les marchés du nord-est des
14 États-Unis entre de l'énergie qui proviendrait de
15 producteurs d'énergie éolienne commerciaux par
16 rapport à de l'énergie éolienne qui viendrait de
17 producteurs dont les contrats proviennent
18 d'obligations par décrets?

19 A. The RPS regulations in each state are different,
20 but nowhere does it state that the power from, for
21 example, a competitive procurement is allowed
22 versus power that was mandated by the State. That
23 is a distinction that is not important, the
24 important distinction is the type of generation,
25 the vintage, the year of generation, and also

1 whether that power in the case of imports was
2 delivered to New England.

3 Those are the important distinctions, it
4 does not matter if it was a State contract or not a
5 State contract. Indeed, in Massachusetts, the
6 government has mandated that the distributors in
7 Massachusetts sign contracts with Maine wind
8 generators, and those generators produce Class 1
9 RECs. So there's an example that really, it does
10 not comport with that statement.

11 Q. [53] Merci. On nous a aussi mentionné que pour
12 vendre des certificats d'énergie renouvelable sur
13 les marchés de la Nouvelle-Angleterre, il fallait
14 y, en fait, y vendre de l'énergie, ou de la
15 puissance, quelles sont vos réflexions par rapport
16 à cette affirmation?

17 A. In order to be classified as a Class 1 REC, to
18 produce and actually mint that certificate, the
19 power has to be delivered to New England, that is
20 clear. But it does not have to be delivered to a
21 specific entity in New England, as long as that
22 power is delivered to New England and the
23 certificate is minted by NEPOOL GIS, that
24 certificate can be traded, it can be sold to a
25 number of entities.

1 Indeed, the whole purpose of a REC is to be
2 able to separate the energy from the environmental
3 attributes, and that permits liquidity and trading.
4 So that's the important, the important point there.
5 (11 h 10)

6 Q. [54] On nous a aussi rappelé un élément qui avait
7 été soulevé également en deux mille onze (2011)
8 devant la Régie, et je reviendrai évidemment en
9 argumentation sur les références exactes, là mais
10 vous avez, aux pages 205 et 207, donc la page 205,
11 la ligne 24 et 206 jusqu'à la ligne 7, et encore
12 une fois, un autre témoin est venu renchérir à cet
13 égard aux pages 209, à la ligne 7, à la page 210,
14 ligne 2, en rapport avec une chute de prix. Vous
15 vous souviendrez que j'ai posé des questions quant
16 à la chute de prix qui pourrait survenir selon le
17 Distributeur par l'arrivée sur le marché nord-
18 américain d'énergie qui serait vendue ou en tout
19 cas, de certificats qui proviendraient d'Hydro-
20 Québec, des constrats qu'Hydro-Québec Distribution
21 a avec des producteurs d'énergie éolienne.

22 Et la réponse qui a été faite par le panel
23 à ce moment-là était que, on ne voulait pas nous
24 donner une réponse d'économiste, mais on nous a dit
25 qu'évidemment, chaque kilowattheure avait une

1 influence sur le prix et j'ai posé une question,
2 oui, mais quel serait le « threshold », le niveau
3 qui ferait que le marché serait saturé et ce qu'on
4 a répondu c'est qu'il n'y avait pas d'analyse fine
5 qui avait été faite sur la sensibilité du marché à
6 cet égard-là.

7 Quels sont vos commentaires, Monsieur
8 Pereira, quant à la capacité du marché à accueillir
9 ces certificats de la part d'Hydro-Québec
10 Distribution?

11 A. Yes, I think it's important to return to the
12 initial point that I made that we have three
13 different markets here: an energy, a capacity and
14 attributes and each market has different qualities.
15 So when you talk about impacts on market or price
16 suppression, you have to specify which market. For
17 example, in the energy market, there is more of a
18 likelihood of a megawatthour coming in and
19 suppressing prices because the way bids are placed
20 into the energy market is granular and the
21 renewable market, you're talking about large blocks
22 that are usually placed or bid or contract and it's
23 not as liquid a market. So, I haven't done the
24 analysis for this particular question, but I would
25 doubt very much that a small increment of renewable

1 attributes would have any impact on price. Usually,
2 when we do the pricing analysis of these markets,
3 we look at large blocks of power coming in and
4 having an impact but even then, there's... the
5 market is very tight in terms of supply. So you
6 would require a large amount of supply to come in
7 to actually reduce the price and even if that
8 happened, that would be considered a success story
9 in New England and I think that would, may even
10 prompt increases in RPS requirements because, I
11 don't know if you know, but Massachussets recently
12 passed a carbon limiting legislation. So I think
13 there is a demand for these resources in New
14 England.

15 Q. [55] Si je regarde dans votre rapport, par exemple
16 à la page 24, la figure 9, et même la figure 8
17 précédente, à la page 23, est-ce que ça nous donne
18 une idée de la quantité d'énergie qui pourrait être
19 envoyée puis du nombre de certificats qui
20 pourraient être envoyés en Nouvelle-Angleterre sans
21 une chute de prix importante?

22 A. Right, I think the key work there is « important »
23 because there will be some change in price in the
24 confidential exhibit I showed curves, and there was
25 a high price and a lower price but still a

1 relatively high price. Those two curves, that
2 difference is represented by more supply.
3 Obviously, supply and demand interact. But what
4 this figure represents, figure 9, shows the
5 quantities and in some cases, it gets, by the year
6 twenty twenty-five (2025), it gets over a four
7 million (4M) RECs in the low supply scenario, and a
8 little under three million (3M) RECs in the high
9 supply scenario that could be, these are RECs that
10 could be accommodated without significant changes
11 in prices.

12 Q. [56] That would be, that would translate into what,
13 four terawatts (4 TW)?

14 A. Four terawatts (4 TW) and three terawatthours
15 (3 TWh), yes.

16 Q. [57] O.K. In twenty twenty-five (2025). Can you
17 tell us about the two thousand seventeen (2017) and
18 two thousand and eighteen (2018) in figure 9. What
19 happens in two thousand seventeen (2017) to two
20 thousand and nineteen (2019) in your forecast?

21 A. Well the way we build these forecasts up is we make
22 sure an assumption is about units that will come
23 online and the big assumption for twenty seventeen
24 (2017) is that Cape Wind, which is the big offshore
25 wind project for a hundred and sixty-eight

1 megawatts (168 MW) would come online in twenty
2 seventeen (2017). That's an assumption. There is no
3 guarantee that that will be the case and then,
4 there are other assumptions about certain contracts
5 coming online that were signed. So, depending on
6 how you change those assumptions, those years can
7 move around but what I show here is that under the
8 high supply scenario, there is, the shortage
9 disappears but it quickly changes as you go
10 forward. But even in that case, the banking
11 provision of most RPSs help smooth out the price.
12 So, if you look at the confidential exhibit, it
13 shows a relatively smooth price trajectory there.
14 And that's one of the mechanisms that helps avoid
15 severe drops in the prices of RECs.

16 (11 h 16)

17 Q. [58] You mentioned banking. Can you explain or
18 develop? Est-ce que vous pouvez développer un peu
19 sur le mécanisme de mise en banque des certificats?

20 A. Sure. The banking mechanism allows a compliance
21 entity distributor in New England to actually save
22 RECs. So even though RECs might be produced in
23 twenty sixteen (2016), they would not, as an
24 example, they would not have to be used for
25 compliance in twenty sixteen (2016) but they could

1 be used for compliance in twenty eighteen (2018).

2 So it's a mechanism that allows the market to soak
3 up excess supply. Distributors bank the excess and
4 they can use it when there are shortages. So it's
5 been a successful mechanism.

6 Q. [59] So, again, reducing the risk of impact on the
7 price?

8 A. That's right.

9 Q. [60] Le Distributeur a aussi mentionné, aux pages
10 206, ligne 8 à ligne 15, et plus loin, aux pages
11 215, ligne 5 à ligne 15, qu'il n'y avait pas de
12 place sur les interconnexions, il n'y avait pas de,
13 pour permettre à Hydro-Québec Distribution de
14 vendre de l'énergie sur les marchés de la Nouvelle-
15 Angleterre et donc de vendre les certificats
16 d'énergie renouvelable qui y seraient associés,
17 premièrement.

18 Et deuxièmement, on a allégué, ça, c'était
19 monsieur Zayat, mais on a aussi allégué, un autre
20 témoin a allégué qu'il n'y avait pas de
21 compatibilité, en fait, entre l'offre d'Hydro-
22 Québec, provenant de ses surplus qui se manifestent
23 dans les six prochains mois, vingt-quatre (24)
24 heures sur vingt-quatre (24), sept (7) jours sur
25 sept (7), alors qu'il y a des réservations qui

1 pourraient devenir disponibles sur les contrats à
2 long terme sur les interconnexions, par exemple, à
3 trois heures d'avis; et on semblait dire qu'il y
4 avait une incompatibilité entre les deux.

5 J'aimerais entendre vos commentaires et ce
6 que vous tirez de votre expérience à l'égard de un
7 le fait qu'il n'y aurait pas de place sur les
8 interconnexions et de deux, qu'il y aurait une
9 incompatibilité entre les surplus d'Hydro-Québec et
10 la possibilité pour le marché de permettre un accès
11 aux interconnexions.

12 A. In terms of the transmission of availability, as I
13 mentioned, RECs have to, the energy has to be
14 delivered to New England, that is true, so
15 reservations have to be made to provide that power
16 over the lines. And as I show in the evidence, the
17 availability of that transmission has fallen, which
18 is not surprising, natural gas price constraints in
19 New England have led to very high energy prices,
20 and that provides a motivation to import power from
21 lower-cost regions, which is Quebec. So this is not
22 surprising that this has happened.

23 So the first point is, this can change very
24 quickly, if a gas pipeline gets built, prices in
25 New England will fall, and we should return to

1 availability that we've seen in prior years.

2 But the second point is, even after
3 accounting for all these constraints and all these
4 pressures on transporting and congestion, there
5 still remains room during certain hours. It is true
6 that these are generally off-peak hours, but in
7 terms of RECs, it doesn't matter if it's an off-
8 peak or a peak, a REC has the same value every time
9 it's generated.

10 So it actually provides an opportunity,
11 it's interesting that wind provided an opportunity
12 to further use transmission lines and, at the same
13 time, bring in revenues from the attributes. So I
14 think it's important that there is space; yes, it
15 has been reduced over time, but there still is
16 space, and this can change. So it's important to be
17 ready to take opportunity when the space is
18 available.

19 In terms of your second point, that's a
20 scheduling issue between production and usage, and
21 I can't think of a better system, a hydro-based
22 system, where that would be enabled, where you
23 actually have control over dispatchable resources
24 and you can compensate for that. So I did not do an
25 analysis of the scheduling for Hydro-Québec, but I

1 think, given the amount of potential revenue that
2 is here, there should be some way where production
3 can match consumption and this could be delivered
4 to New England.

5 Q. [61] With respect to transmission availability,
6 that's, you have that in your report, pages 29 to
7 32.

8 A. That's correct.

9 Q. [62] Basically two last points. In a question this
10 morning to RNCREQ, Mrs. President asked a question
11 with respect to EcoLogo, which has been mentioned a
12 lot during this hearing. And when I asked
13 questions, on page... sorry, I think... je pense
14 que je n'ai pas la page exacte, mais dans le, lors
15 de l'interrogatoire, du contre-interrogatoire,
16 j'avais posé des questions sur... sur les efforts
17 qui avaient été faits par le Distributeur pour
18 répondre à la demande de la Régie en deux mille
19 onze (2011) qui demandait de rester à l'affût et de
20 prendre des mesures concrètes pour tenter de
21 prendre avantage des opportunités qui pouvaient se
22 présenter sur le marché pour réduire les coûts de
23 ses approvisionnements en énergie renouvelable. Et
24 j'avais fait remarquer au témoin, monsieur Zayat,
25 que c'est ce que la Régie avait demandé malgré le

1 fait que le Distributeur avait mentionné que ce
2 n'était pas un marché intéressant et on m'a répondu
3 oui, oui, mais, on essaie de répondre à ça - je
4 vais vous trouver la référence dans deux secondes -
5 et ce qu'on a dit c'est qu'on essayait de répondre
6 à cette demande-là qui était faite pour le marché
7 nord-américain, là, c'est dans la décision de la
8 Régie, du nord-est des États-Unis et on tentait de
9 faire ça avec la certification EcoLogo et les
10 marchés volontaires.

11 Pouvez-vous nous dire, Monsieur Pereira, à
12 votre expérience et avec l'analyse que vous avez
13 faite, notamment dans votre rapport, pages 14 et
14 15, comment la certification EcoLogo et le recours
15 au marché volontaire pourrait permettre à Hydro-
16 Québec d'atteindre l'expective de la Régie, telle
17 qu'exprimée, là, en deux mille onze (2011)?

18 (11 h 22)

19 A. EcoLogo is a voluntary market, similar to the
20 Green-e market in the United States and these
21 markets are usually populated by units and high
22 regions that have a lot of renewables, for example,
23 Texas, Oklahoma; they produce a lot of wind, so
24 they provide these units up for the Green-e
25 program. The buyers of these voluntary certificates

1 usually do this because they want a cheaper product
2 than the premium class 1 and the reason they're
3 cheaper is because there is so much of it and
4 usually, it's not deliverable to the regions. So, I
5 mentioned prices, for example, around a dollar (\$1)
6 a megawatthour for Green-e, compared to fifty (\$50)
7 to sixty dollars (\$60) for class 1.

8 So, in terms of revenues, potential
9 revenues, it's really the minimest where that would
10 be the benefit for HQ to pursue that and more
11 importantly, by doing that, certifying is one thing
12 but actually selling the RECs means that HQ sell
13 the attributes and the right to call that power
14 green. So the wind power, if you sell the EcoLogo
15 REC turns it into system power. So, if I were the
16 seller, I do not think that it's maximizing the
17 value of the attributes. You're almost better off
18 keeping the REC for use for your own rate payers
19 than going through an EcoLogo program. Obviously,
20 the best thing to do is to try to maximize the
21 value through the class 1 markets in New England.
22 So, it provides some value but very, very little
23 value compared to what the potential value is of
24 these certificates.

25 Q. [63] Et la référence à la transcription, c'est la

1 page 205, la question 198, à la ligne 22, jusqu'à
2 la page 206, la ligne 9 et quand je réfèrais à la
3 décision de la Régie, c'est la décision A-0072, la
4 décision D-2011-162, à la page 80, le paragraphe
5 275 où la Régie faisait ses recommandations et
6 mentionnait ce à quoi elle s'attendait de Hydro-
7 Québec.

8 Alors le dernier point à couvrir avec
9 monsieur Pereira, c'est en rapport avec un élément
10 de preuve qui a été apporté ou une suggestion ou
11 une réflexion qui a été amenée ce matin par le
12 RNCREQ, par monsieur Raphals, lorsqu'il a mentionné
13 que, puis dans son rapport, c'est à la page 18, là,
14 des diapositives qu'il a montrées, à l'effet qu'il
15 y avait, peut-être que les régulateurs américains
16 pourraient ne voir qu'un seul Hydro-Québec plutôt
17 que de voir Hydro-Québec Production et Hydro-Québec
18 Distribution.

19 Donc il suggérait que peut-être il y a
20 quelque chose à explorer à cet égard-là pour tenter
21 de vendre des certificats d'Hydro-Québec
22 Distribution à travers l'énergie vendue par Hydro-
23 Québec Production. Il nous mentionnait, là, qu'il
24 n'avait pas étudié ça, il n'avait pas de
25 connaissance du marché et semble-t-il que Hydro-

1 Québec, selon les réponses qui ont été données aux
2 demandes de renseignements et lors de leur contre-
3 interrogatoire, n'en avait pas non plus. Est-ce que
4 vous avez constaté cette perception du... est-ce
5 que cette perception-là est réelle chez les
6 organismes réglementaires américains, de cette
7 distinction-là entre HQ Production et Hydro-Québec
8 Distribution?

9 A. In the New England markets, it's the facility that
10 gets certified, so it's a wind farm, it's a solar
11 facility, it's not the entity that sells or
12 produces the facility. So as long as the power is
13 delivered to New England, it's recorded in the
14 NEPOOL GIS, a regulator in Massachusetts, it
15 wouldn't be a relevant consideration whether it was
16 HQD, HQP, or a merchant generator.

17 The only way, or the only time that they
18 really care is when the project is not existing,
19 they will enquire about the developer, and the
20 credit worthiness, but that is to gauge if the
21 project is actually going to be built or is real.
22 But for an existing project, the entity really
23 isn't an important distinction.

24 (11 h 29)

25 Q. [64] Merci beaucoup. Monsieur Bolullo, je vais vous

1 demander de résumer assez brièvement avec le temps
2 qu'il nous reste, ce que vous voulez illustrer dans
3 le mémoire de l'AQPER, les points sur lesquels vous
4 considérez qu'il faut vraiment intéresser cette
5 formation. Donc si c'était possible de résumer, là,
6 assez brièvement.

7 M. LOUIS A. BOLULLO :

8 R. D'accord. Bonjour, Madame la Présidente. Le docteur
9 Pereira, dans son rapport d'expertise, preuves à
10 l'appui, a démontré que l'offre, l'énergie
11 renouvelable en Nouvelle-Angleterre est déficitaire
12 par rapport à la demande de ce type d'énergie,
13 cette demande qui est par ailleurs prescrite par
14 chacun des états de cette région.

15 Dans cette situation déficitaire, la prime
16 associée à la vente d'énergie renouvelable sur ces
17 marchés était levée et se rapproche de la valeur
18 prescrite elle aussi de ce qu'on appelle les
19 « alternative compliance payments », les ACP. Cette
20 valeur qui se situe présentement aux environs de
21 soixante-cinq millions de dollars U.S. (US 65 M\$)
22 par térawattheure est appelée à augmenter au fil
23 des ans pour atteindre quatre-vingt millions de
24 dollars U.S. (US 80 M\$) par térawattheure à
25 l'horizon du Plan d'approvisionnement deux mille

1 quatorze - deux mille vingt-trois (2014-2023).

2 Afin de démontrer la rentabilité de
3 l'option de revente sur les marchés de la Nouvelle-
4 Angleterre, nous avons à dessein retenu des
5 hypothèses très conservatrices liées d'abord à
6 cette prime que nous avons évaluée dans l'analyse à
7 cinquante dollars U.S. (US 50 \$) par mégawattheure.
8 Et nous avons également retenu des hypothèses très
9 faibles au niveau des prix de gros associés à la
10 vente d'énergie, soit nous avons retenu un maigre
11 un dollar (1 \$) par mégawattheure.

12 Et par ces hypothèses, nous avons démontré
13 que, si Hydro-Québec Distribution devait elle-même
14 s'occuper de la revente de ses surplus en énergie
15 renouvelable sur le marché de la Nouvelle-
16 Angleterre, en assumant les coûts de transit vers
17 ce marché, Hydro-Québec Distribution, dis-je,
18 obtiendrait un revenu unitaire net de quarante-neuf
19 dollars et soixante-deux (49,62 \$), dollars
20 canadiens par mégawattheure contre vingt-huit
21 dollars trente (28,30 \$), dollars canadiens par
22 mégawattheure qu'elle retirerait comme crédit par
23 le retour à HQP de l'énergie patrimoniale non
24 utilisée. Et, Madame la Présidente, c'est presque
25 du simple au double.

1 Évidemment, si les frais de transit sont
2 considérés comme étant récupérables l'année
3 suivante par Hydro-Québec Distribution, nous avons
4 là une règle du simple au double puisque le
5 quarante-neuf dollars et soixante-deux (49,62 \$) se
6 traduirait par quelque chose du genre, de
7 cinquante-cinq dollars (55 \$), soit cinquante-cinq
8 (55 \$) versus vingt-huit (28 \$). Oui?

9 Q. [65] Je vous arrête là, Monsieur Bolullo. Quand
10 vous dites, là, les frais de transit pourraient
11 être récupérables, j'ai fait circuler le document
12 C-AQPER-0020 qui est les réponses d'Hydro-Québec
13 Distribution à la demande de renseignements numéro
14 1 de l'AQCIE/CIFQ dans la demande R-3853-2013, et
15 je vous soumetts, là, la question 5.2 à la page 12.
16 Est-ce que c'est à ça que vous réferez lorsque vous
17 mentionnez, là, la récupération des frais de
18 transport?

19 R. Pardon?

20 Q. [66] Est-ce que c'est à la question 5.2, page 12...

21 R. Ah! oui, oui, oui. Alors j'ai lu la réponse de
22 l'AQCIE qui considérait que quatre-vingt-huit pour
23 cent (88 %) de ses frais de transit seraient
24 récupérés par HQD.

25 Q. [67] Et donc, l'encadré 5 à la page 21 de votre

1 rapport, lorsqu'on voit dans l'analyse de la
2 rentabilité de l'option de vente...

3 R. Oui.

4 Q. [68] ... on a les points 1, 2, 3 qui sont les
5 revenus, moins 4 à 7 qui sont les frais, les coûts,
6 et caetera?

7 R. Oui, alors je réfère à la ligne 5, tarif de transit
8 sur le réseau de TransÉnergie qu'on évalue, selon
9 les tarifs en vigueur, à sept et quarante-quatre
10 dollars (US 7,44 \$), évidemment U.S. puisqu'ils ont
11 été convertis pour être assimilables aux autres et
12 alors, si on prenait quatre-vingt-huit pour cent
13 (88 %) qui serait déduit de ça, nous aurions, à la
14 ligne 8, plutôt que d'avoir quinze dollars et
15 trente-quatre (15,34 \$), nous aurions huit et
16 quatre-vingt-neuf (8,89 \$), ce qui se traduirait,
17 par ricochet, à la ligne 9, à cinquante et un
18 dollars et onze (51,11 \$) versus le quarante-quatre
19 et soixante-six (44,66 \$) en monnaie américaine. Et
20 le cinquante et un (51 \$), lorsqu'on le convertit
21 avec un taux de change que j'ai pris comme
22 hypothèse étant à point neuf (0,9) versus un (1), à
23 cinquante-cinq dollars (55 \$), versus le quarante-
24 neuf et soixante-deux (49,62 \$), si on tient compte
25 de façon rigoureuse aux frais de transport.

1 D'accord?

2 Q. [69] Je ne voulais pas couper votre élan, donc je
3 vous laisse compléter ce que vous étiez en train de
4 mentionner au panel.

5 R. Oui, alors ce que je disais c'est que si on
6 considère cette chose-là, à ce moment-là le
7 cinquante-cinq et onze (55,11 \$) serait comparable
8 au, ici on avait vingt-sept et quatre-vingt-dix
9 (27,90 \$) qui était le tarif en vigueur de
10 l'énergie patrimoniale en deux mille treize (2013)
11 mais si vous l'indexez, on en arrive à vingt-huit
12 et trente (28,30 \$) ou quelque chose comme ça.
13 Donc, on a vingt-huit et trente (28,30 \$) versus
14 cinquante-cinq (55 \$) soit, grosso modo, du simple
15 au double.

16 Maintenant, évidemment ces chiffres-là qui
17 ont été basés sur des hypothèses très
18 conservatrices pour être sûr de pouvoir nous donner
19 une indication de la rentabilité possible de
20 l'option de revente, bien à ce moment-là, c'est
21 clair qu'elle nous indique, sans l'ombre d'un
22 doute, que l'alternative de revente d'énergie est
23 bien plus rentable que celle de remettre l'énergie
24 patrimoniale non utilisée.

25 Maintenant, il est très important par

1 ailleurs de ne pas partir en fou comme on dit
2 d'habitude, mais nous devons, entendons-nous qu'il
3 ne s'agit pas dans cette revente de noyer le
4 marché. La revente devrait se limiter aux quantités
5 déficitaires entre l'offre et la demande d'énergie
6 renouvelable sur le marché de la Nouvelle-
7 Angleterre, en tenant compte évidemment de ce que
8 docteur Pereira vient juste de donner comme
9 définition du « banking ». D'accord?

10 (11 h 36)

11 Ce niveau de revente s'établit en deux
12 mille quatorze (2014) comme l'a établi la preuve
13 déposée par le docteur Pereira à quelque huit cents
14 gigawattheures (800 GWh). Pour les années qui
15 suivent et dépendant des scénarios d'offres
16 possibles qu'il a lui-même illustrés dans son
17 rapport, ce déficit pourrait osciller entre un
18 (1 TWh) et deux térawattheures (2 TWh) à moyen
19 terme et atteindre, comme il l'a spécifié, à trois
20 térawattheures (3 TWh) à l'horizon du Plan
21 d'approvisionnement.

22 Maintenant, en ne considérant uniquement
23 que la prime associée à cette revente, on parle
24 avec les quantités dont je viens de vous mentionner
25 d'un revenu brut qui oscillerait entre cinquante

1 millions de dollars (50 M\$) à court terme pour
2 atteindre les deux cents millions de dollars
3 (200 M\$) à long terme. C'est ce qu'on appelle en
4 langage d'affaires une occasion d'affaires en or,
5 qu'on se doit de considérer.

6 Mais y a-t-il des contraintes à cette
7 revente? L'énergie renouvelable de classe 1 acquise
8 par Hydro-Québec Distribution l'a été suite à des
9 appels d'offres en bonne et due forme et a été
10 acceptée par la Régie suite à la démonstration
11 qu'elle représentait une option parmi les plus
12 économiques pour ce type d'approvisionnement. Cette
13 énergie est totalement du type commercialisable,
14 comme l'a indiqué tout à l'heure le docteur
15 Pereira.

16 De plus, les états de la Nouvelle-
17 Angleterre ne posent aucune restriction liée à
18 l'importation de ce type d'énergie, comme l'a
19 également fait remarquer tout à l'heure le docteur
20 Pereira. Mais la plus grande contrainte, avouons-
21 le, comme l'a fait valoir Hydro-Québec
22 Distribution, réside sur le transit vers la
23 Nouvelle-Angleterre.

24 Or, pour des quantités aussi faibles que
25 celles envisagées à court terme, il y a

1 suffisamment d'espace sur les lignes
2 d'interconnexion pour permettre l'écoulement de
3 cette énergie vers ce marché, comme l'a également
4 démontré le docteur Pereira dans son rapport
5 d'expertise.

6 Mais, Madame la Présidente, en raison
7 cependant de cette contrainte, hein, nous
8 recommandons à l'instar d'EBM et de RNCREQ tout à
9 l'heure que cette revente ne se fasse pas de façon
10 directe par Hydro-Québec Distribution, mais en
11 faisant affaire avec les principaux exportateurs
12 québécois sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.
13 En optant pour cette stratégie, les contraintes
14 liées au transit vers la Nouvelle-Angleterre sont
15 entièrement levées. Effectivement, ces exportateurs
16 possèdent des réservations fermes vers la Nouvelle-
17 Angleterre d'au-delà de deux mille mégawatts
18 (2000 MW).

19 Maintenant, Madame la Présidente, Madame la
20 Présidente de la Régie, Monsieur le Régisseur,
21 merci pour votre écoute. Et ça résume notre
22 position.

23 Me STÉPHANE NOBERT :

24 En effet, ça couvre l'ensemble de ce qui devait,
25 selon nous, être présenté dans ce qui était dans le

1 rapport. Monsieur Samray est là aussi pour répondre
2 évidemment en contre-interrogatoire s'il y a des
3 questions qui s'adressent plus à l'AQPER
4 directement. Merci.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Merci, Maître Nobert. Est-ce qu'il y a des
7 intervenants qui désirent contre-interroger les
8 membres du panel de l'AQPER? Maître Fraser.

9 Me ÉRIC FRASER :

10 Je n'ai pas de questions, Madame la Présidente.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci, Maître Fraser. Maître...

13 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

14 Je n'ai pas de questions.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 La formation n'aura pas de questions pour vous.
17 Votre mémoire était très clair. On vous remercie
18 pour vos présentations. Maître Nobert, cela termine
19 votre preuve?

20 Me STÉPHANE NOBERT :

21 Oui. Madame la Présidente, tout ça pour vous
22 remercier, remercier la formation et le fait de
23 dire que nous avons bien entendu vos commentaires
24 et vos décisions préalables et nous avons focussé
25 sur l'efficience. Et je pense que ça le démontre

1 bien n'ayant pas de questions. Nous avons fait un
2 tir groupé. Merci.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 C'est bien. Puis c'est apprécié d'avoir des
5 éléments de preuve qui sont bien ciblés avec une
6 expertise comme celle que vous avez retenue. Alors,
7 on vous remercie et à la prochaine. Vous êtes
8 maintenant libérés.

9 Compte tenu de l'heure, on va prendre tout
10 de suite notre pause lunch et nous allons revenir à
11 treize heures (13 h). Cela va nous donner un peu
12 plus de temps pour manger. Donc, on revient avec la
13 présentation de la preuve de l'ACEFO. Merci.

14 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

15

16 REPRISE DE L'AUDIENCE

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Avant de poursuivre avec la preuve de l'ACEFO,
19 juste vous indiquer, en ce qui a trait à votre
20 objection, Maître Fraser, la Régie ne rendra pas
21 immédiatement une décision à cet effet-là.

22 Elle tient par ailleurs à préciser que ce
23 n'est clairement pas dans le cadre de ce dossier-ci
24 que la Régie aura à déterminer si, oui ou non, le
25 Distributeur respecte les conditions de service.

1 Par contre, on veut maintenir l'objection sous
2 réserve et, si le Distributeur le juge à-propos,
3 permettre à monsieur Zayat peut-être de venir
4 clarifier la réponse qu'il a donnée dans le cadre
5 du contre-interrogatoire tenu le dix-huit (18) juin
6 dernier. Et ça pourrait se faire demain matin si
7 cela est possible.

8 Me ÉRIC FRASER :

9 J'en prends bonne note, Madame la Présidente. Est-
10 ce qu'il serait possible de répondre par écrit en
11 complément?

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Tout à fait.

14 Me ÉRIC FRASER :

15 Donc je vais vérifier la faisabilité de...

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Des deux options. O.K.

18 Me ÉRIC FRASER :

19 Merci.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Parfait. Donc, nous allons poursuivre avec la
22 preuve du panel de l'ACEF de l'Outaouais.

1 PREUVE DE L'ACEFO

2

3 Me STÉPHANIE LUSSIER :

4 Bonjour, Madame la Présidente, bonjour, Madame la
5 Présidente, Monsieur le Régisseur. Stéphanie
6 Lussier pour l'ACEF de l'Outaouais. Aujourd'hui,
7 nous ferons entendre deux témoins : Julien
8 Surprenant-Legault et monsieur Richard Massicotte.
9 Et nous pouvons procéder à leur assermentation s'il
10 vous plaît.

11

12 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingt-cinquième
13 (25e) jour du mois de juin, ONT COMPARU :

14

15 JULIEN SURPRENANT-LEGAULT, économiste et urbaniste,
16 ayant une place d'affaires au 1094, rue Stephens,
17 Verdun (Québec) H4H 2G9;

18

19 RICHARD MASSICOTTE, consultant en environnement et
20 en énergie, ayant une place d'affaires au 407, rue
21 Beaudoin, Joliette (Québec) J6E 6C7;

22

23 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
24 solennelle, déposent et disent :

25

1 INTERROGÉS PAR Me STÉPHANIE LUSSIER :

2 Q. [70] Monsieur Massicotte, je vais d'abord commencer
3 avec vous concernant l'adoption de la preuve pour
4 ensuite procéder avec monsieur Surprenant-Legault.
5 Monsieur Massicotte, je vais vous demander de
6 prendre la pièce C-ACEFO-09 ainsi que la pièce
7 C-ACEFO-12. La première pièce étant le mémoire
8 déposé pour l'ACEF de l'Outaouais; la deuxième
9 étant les réponses de l'ACEF de l'Outaouais à la
10 demande de renseignements numéro 1 de la Régie.
11 Est-ce que vous avez ces documents?

12 M. RICHARD MASSICOTTE :

13 R. Oui.

14 Q. [71] Est-ce que vous êtes l'auteur de l'un et de
15 l'autre de ces documents, c'est-à-dire en ce qui
16 concerne la pièce C-ACEFO-9, les sections 1 et les
17 sections 3 à 8 et en ce qui concerne la pièce
18 C-ACEFO-12, la réponse à la demande 2.1? Est-ce que
19 donc vous êtes l'auteur de l'un et de l'autre de
20 ces documents ou des parties de ces documents?

21 R. Oui, je le confirme dans les deux cas.

22 Q. [72] Est-ce que vous avez des corrections à
23 apporter à un ou à l'autre de ces documents?

24 R. Je n'ai pas de corrections.

25 Q. [73] Est-ce que vous adoptez le contenu de ces

1 documents comme faisant partie de votre témoignage
2 aujourd'hui dans le cadre du présent dossier?

3 R. Oui, je l'adopte.

4 Q. [74] Merci. Monsieur Surprenant-Legault, je vais
5 vous demander de prendre la pièce C-ACEFO-9 ainsi
6 que la pièce C-ACEFO-12. Est-ce que vous les avez?

7 M. JULIEN SURPRENANT-LEGAULT :

8 R. Oui.

9 Q. [75] Est-ce que vous êtes l'auteur de ces documents
10 en ce qui concerne C-ACEFO-9 de la section 2, donc
11 aux pages 5 à 11, et concernant C-ACEFO-12 de la
12 réponse à la demande 1.1 aux pages 1 à 3? Est-ce
13 que vous êtes l'auteur de ces parties de documents?

14 R. Oui, c'est exact.

15 Q. [76] Est-ce que vous avez des corrections à
16 apporter à un ou à l'autre de ces documents?

17 R. Non, aucune.

18 Q. [77] Est-ce que vous adoptez le contenu de ces
19 documents comme faisant partie de votre témoignage
20 ici aujourd'hui dans le cadre du présent dossier?

21 R. Oui.

22 Q. [78] Monsieur Surprenant-Legault, est-ce que vous
23 avez assisté aux témoignages et est-ce que vous
24 avez entendu les témoins du Distributeur en ce qui
25 a trait au panel 1 relativement à la prévision de

1 la demande?

2 R. Oui.

3 Q. [79] J'aimerais que vous présentiez brièvement vos
4 recommandations, conclusions, préoccupations suite
5 à l'étude de ce dossier et au fait que vous ayez
6 entendu la preuve du Distributeur. Je vous
7 remercie.

8 R. Parfait. J'aimerais d'abord revenir sur un élément
9 qui s'est précisé, du moins pour moi, lundi le
10 seize (16) juin lors du contre-interrogatoire par
11 maître Lussier de monsieur Idoudi, le chef -
12 Prévision et caractérisation pour Hydro-Québec
13 Distribution.

14 Monsieur Idoudi disait que lors de la
15 composition d'indices économiques, sous la forme de
16 fonction Cobb-Douglas, la puissance à laquelle
17 était élevée chaque variable économique composant
18 l'indice correspondait à une élasticité. Aussi, je
19 voulais citer une partie de la réponse à la
20 question 6.1 de la demande de renseignements numéro
21 1 de l'ACEF de l'Outaouais, c'est la pièce B-0051,
22 à la page 16, et je cite :

23 Le Distributeur estime les élasticités
24 prix à partir de régressions
25 logarithmiques. Ces élasticités sont

1 intégrées par la suite aux variables
2 technico-économiques aux secteurs
3 Résidentiel et agricole et Commercial
4 et institutionnel.

5 Donc, par ces deux réponses, le Distributeur
6 confirme que plusieurs modèles se cachent derrière
7 les modèles de prévision de la demande, des modèles
8 qui sont des modèles de régression logarithmique,
9 qui servent à produire des élasticités, qui à leur
10 tour alimentent les modèles de prévision de la
11 demande. Sauf que ces modèles-là, on n'en connaît
12 absolument rien alors qu'il aurait été plus que
13 pertinent de les analyser dans le cadre du dossier
14 en cours.

15 Je veux aussi vous parler du modèle de
16 prévision du secteur Résidentiel et agricole. Mais
17 je veux juste être un petit peu plus général avant
18 d'entrer dans quelques détails. Ça va être très
19 bref dans tous les cas.

20 À la pièce B-0021, page 5, le Distributeur
21 mentionne que le R carré du modèle Résidentiel et
22 agricole est de quatre-vingt-dix-neuf virgule neuf
23 pour cent (99,9 %). Ça peut sembler très
24 impressionnant mais le Distributeur précise aussi,
25 par après, à la page 11, que les conditions

1 climatiques, et je cite encore :

2 ... expliquent jusqu'à 98 % de la
3 variabilité des ventes pour le secteur
4 Résidentiel et agricole.

5 Comme les données sont compilées mensuellement,
6 cela signifie essentiellement que la variation de
7 la demande, en suivant les saisons, est beaucoup
8 plus forte que la variation de la demande attendue
9 au fil de la période deux mille treize-deux mille
10 vingt-trois (2013-2023) en raison de l'évolution
11 des autres variables explicatives.

12 Donc le Distributeur réussit à prévoir avec
13 une grande précision qu'il se consommera beaucoup
14 plus d'électricité en janvier et moins en juin,
15 donc c'est ce que le R carré de, le quatre-vingt-
16 dix-neuf virgule neuf pour cent (99,9 %) veut dire
17 essentiellement.

18 Donc, dans le cadre d'un plan
19 d'approvisionnement, ce qui est intéressant à
20 apprendre, de mon point de vue, n'est pas tant
21 qu'il se consommera beaucoup plus d'électricité au
22 mois de janvier deux mille dix-huit (2018) qu'au
23 mois de juin deux mille dix-huit (2018) mais plutôt
24 comment l'évolution de la population et comment
25 l'évolution de la rémunération des salariés auront

1 un impact sur la demande d'électricité.

2 C'est pourquoi l'ACEFO aurait souhaité
3 obtenir les coefficients associés aux variables
4 indépendantes, non seulement des modèles de
5 prévision du secteur Résidentiel et agricole mais
6 aussi de l'ensemble des modèles.

7 Puis en ce qui concerne spécifiquement le
8 modèle de prévision du secteur Résidentiel et
9 agricole, un élément pose problème à notre avis et
10 c'est l'amalgame qui est fait entre la consommation
11 résidentielle et la consommation agricole, qui ne
12 sont pourtant pas du tout affectées par les mêmes
13 déterminants, je pense que ça ne prend pas des
14 grandes connaissances pour comprendre qu'une
15 exploitation agricole fonctionne différemment d'un
16 ménage privé.

17 Nous comprenons que pour le Distributeur,
18 il s'agit d'un seul et même groupe tarifaire mais
19 ce n'est pas une raison suffisante, à notre avis,
20 pour prévoir leur demande d'électricité de façon
21 conjointe. Lors du contre-interrogatoire mené par
22 maître Lussier lundi le seize (16) juin, monsieur
23 Marcel Côté, directeur des Tarifs et conditions de
24 service, a mentionné que les exploitations
25 agricoles ont le choix du tarif, à savoir entre les

1 tarifs domestiques et généraux.

2 Cet élément n'avait jamais été mentionné
3 auparavant et ça nous apparaît d'autant plus
4 pertinent de le préciser puisque la proportion
5 d'exploitations agricoles qui adhèrent à l'un ou
6 l'autre de ces tarifs n'a jamais été révélée non
7 plus.

8 À la fois monsieur Côté et monsieur Idoudi
9 ont mentionné que les exploitations agricoles qui
10 optent pour le tarif résidentiel ont un profil
11 différent des particuliers, avec une consommation
12 plus forte en période estivale. Par contre, cet
13 élément-là ne fait partie d'aucun des modèles, donc
14 il n'est pas capté par les modèles, il n'y a aucune
15 façon, à travers les modèles existants, de savoir
16 qu'il s'agit d'une exploitation agricole et non pas
17 d'un ménage privé.

18 À la lumière de ces informations, nous
19 sommes donc perplexes quant à savoir si la demande
20 d'électricité des exploitations agricoles est aussi
21 bien estimée que celle des autres groupes de
22 clients.

23 Donc, en résumé, pour une meilleure
24 exactitude, nous souhaiterions que la prévision de
25 la demande des exploitations agricoles soit faite

1 séparément. Pour pouvoir effectuer une analyse
2 efficace du dossier, il manque, selon nous, les
3 valeurs des coefficients associés aux variables
4 indépendantes de chacun des modèles. Et, enfin,
5 nous souhaiterions que les modèles de régression
6 logarithmiques servant à calculer les différentes
7 élasticités pour les modèles de prévision soient
8 dévoilés, avec les coefficients des variables, leur
9 significativité, le coefficient de détermination de
10 chacun des modèles.

11 Q. [80] Merci, Monsieur Surprenant Legault. Monsieur
12 Massicotte, vous avez assisté aux témoignages et
13 entendu les témoignages des témoins du Distributeur
14 lors du panel 1 et du panel 2, le panel 2
15 concernant le Plan et les stratégies
16 d'approvisionnement, c'est exact?

17 M. RICHARD MASSICOTTE :

18 R. Oui, c'est exact.

19 Q. [81] Quels sont vos commentaires ou conclusions et
20 recommandations dans le cadre du présent Plan
21 concernant la concurrence entre le gaz naturel et
22 l'hydroélectricité?

23 R. O.K. Bien, suite aux présentations du Distributeur
24 qu'on retrouve dans les notes du seize (16) juin
25 deux mille quatorze (2014) avec le panel 1, dans le

1 volume 1 des notes sténographiques à la page 102,
2 on apprend que le paramètre concurrence de gaz
3 naturel est imbriqué dans un ensemble de paramètres
4 qui servent à développer la prévision de la
5 demande.

6 Nous ne connaissons pas toutefois l'impact
7 réel de cet important paramètre sur le Plan
8 d'approvisionnement. Tel qu'indiqué dans notre
9 preuve, il y a une augmentation de la concurrence
10 du gaz naturel sur le marché québécois. Cette
11 augmentation de la concurrence du gaz naturel est
12 en lien avec l'évolution du contexte énergétique
13 nord-américain avec la hausse des tarifs
14 d'électricité. Donc, on voit très bien qu'il y a eu
15 une augmentation de la concurrence.

16 Même Gaz Métro prévoit une situation
17 concurrentielle favorable du gaz naturel par
18 rapport au mazout numéro 2 et à l'électricité pour
19 le chauffage des clients résidentiels dans les
20 prochaines années.

21 Juste que vous vous souveniez qu'il y a
22 quelques années que c'était le contraire. Gaz Métro
23 ne prévoyait vraiment pas qu'au niveau résidentiel
24 que le gaz naturel pouvait être concurrentiel.

25 C'est pourquoi nous recommandons à la Régie

1 de demander à Hydro-Québec Distribution d'inclure
2 dans son Plan d'approvisionnement une étude sur la
3 prévision de la demande en regard des impacts de la
4 concurrence du gaz naturel.

5 Q. [82] Monsieur Massicotte, concernant le
6 portefeuille des mesures en efficacité énergétique,
7 quelles sont vos conclusions-recommandations?

8 R. La preuve du Distributeur suggère que les
9 programmes en efficacité énergétique changeront peu
10 d'ici deux mille quinze (2015) afin de s'assurer
11 d'atteindre la cible de huit térawattheures
12 (8 TWh).

13 Par contre, à partir de deux mille seize
14 (2016), le Distributeur envisage de développer
15 principalement des programmes axés sur le
16 comportement des individus.

17 Nous nous inquiétons de la disparition
18 éventuelle des subventions directes après deux
19 mille quinze (2015). Il s'agit de programmes qui
20 aident, entre autres, des familles à faible revenu
21 à faire face à des hausses de tarifs d'électricité.

22 Nous sommes d'avis que des programmes axés
23 principalement sur le changement de comportements
24 ne seront pas suffisants pour aider cette clientèle
25 car l'environnement physique, exemple les bâtiments

1 dans lesquels elle vit peuvent être également
2 problématiques.

3 C'est pourquoi nous recommandons à la Régie
4 de demander à Hydro-Québec Distribution le maintien
5 ou le développement de nouveaux programmes par
6 lesquels il y a des subventions directes de versées
7 afin d'aider la clientèle à faible revenu à faire
8 face avec l'efficacité énergétique à des hausses
9 éventuelles de tarifs d'électricité.

10 Q. [83] Concernant maintenant la proposition du
11 Distributeur de combler le tiers de la croissance
12 des ventes par des interventions en économies
13 d'énergie, quels sont vos commentaires?

14 R. Quand j'ai lu ça, le principal commentaire qui
15 m'est venu c'est que, dans le présent dossier, le
16 Distributeur présente juste une seule et unique
17 proposition qui est de combler le tiers de la
18 croissance des ventes par des interventions en
19 économies d'énergie.

20 Nous nous interrogeons à l'effet que cette
21 unique proposition soit optimale pour les
22 consommateurs. Nous avons appris lors du témoignage
23 du panel numéro 2, qu'on peut retrouver à la page
24 105 des notes sténographiques du dix-sept (17)
25 juin, que des utilités telles que British Columbia

1 auraient un objectif de deux tiers.

2 En sachant qu'il existe d'autres formes de
3 partage, nous considérons qu'il serait pertinent et
4 utile de pouvoir prendre connaissance de différents
5 scénarios dans le contexte du Distributeur.

6 L'ACEF de l'Outaouais recommande donc à la
7 Régie de demander au Distributeur de présenter
8 différents scénarios de partage autres que celui
9 concernant le tiers ainsi que les résultats qui en
10 découlent pour être en mesure de faire un choix
11 éclairé relativement à la proposition du
12 Distributeur.

13 Q. [84] Concernant le déploiement des compteurs, non
14 pas nécessairement le déploiement en tant que tel,
15 mais concernant les compteurs de nouvelle
16 génération et l'efficacité énergétique, d'une part,
17 et, d'autre part, concernant la gestion de la
18 pointe et les nouvelles technologies, quels sont
19 vos commentaires et recommandations?

20 R. Au cours du présent Plan d'approvisionnement
21 proposé par le Distributeur, il y a un nouvel outil
22 qui deviendra disponible pour développer
23 l'efficacité énergétique ainsi que le contrôle de
24 la puissance en période de pointe. Il s'agit du
25 déploiement des nouveaux compteurs intelligents qui

1 permettront de développer de nouvelles actions
2 comportementales en matière d'efficacité
3 énergétique ainsi que le contrôle à distance.

4 Concernant l'efficacité, suite à votre
5 question, il y a deux points. Un, c'est concernant
6 l'efficacité énergétique. Nous sommes d'avis que
7 l'utilisation accrue de programmes comportementaux
8 utilisant les compteurs de nouvelle génération,
9 c'est intéressant, mais ça n'aidera pas à améliorer
10 l'isolation des bâtiments dans lesquels on retrouve
11 souvent les gens à faible revenu.

12 Puis du côté de la gestion de la pointe,
13 l'utilisation des nouveaux compteurs afin d'aider à
14 gérer la pointe, le Distributeur envisage
15 différents scénarios tels la gestion des chauffe-
16 eau et la tarification horaire. Cette tarification
17 horaire fait partie des options mentionnées à la
18 pièce B-0005 ou, si vous aimez mieux, HQD-1,
19 Document 1 à la page 16. Puis on la retrouve dans
20 la formulation tarif ou option tarifaire qui incite
21 les clients, par un signal de prix, à réduire ou
22 déplacer leur consommation. Nous croyons que si le
23 Distributeur désire aller de l'avant avec ses
24 actions, il devrait entamer le plus tôt possible
25 des discussions avec sa clientèle. C'est pourquoi

1 nous recommandons à la Régie de demander au
2 Distributeur de sonder et d'informer sa clientèle à
3 ce sujet, par exemple, par le biais de
4 consultations ou de réunions avec les représentants
5 des différents secteurs de la clientèle, incluant
6 les ménages à faible revenu.

7 Q. [85] Merci Monsieur Massicotte. À ce stade-ci, est-ce
8 ce que vous avez d'autres commentaires à formuler?

9 R. Non, je n'ai pas d'autres commentaires à formuler.

10 Q. [86] Madame la Présidente, les témoins sont
11 maintenant disponibles pour être contre-interrogés.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Merci, Maître Lussier. Est-ce qu'il y a des
14 représentants, des intervenants qui désirent
15 contre-interroger les membres du panel de l'ACEF de
16 l'Outaouais? Maître Fraser?

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Je n'aurai pas de questions, Madame la Présidente.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci. Maître de Repentigny?

21 Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

22 Je n'ai pas de questions.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 La formation va peut-être avoir juste deux petites
25 questions de clarification.

1 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

2 Q. [87] Votre recommandation 2, vous en avez fait
3 mention tantôt. Vous demandez qu'Hydro-Québec, vous
4 demandez à la Régie de demander à Hydro d'inclure
5 dans son plan d'approvisionnement une étude sur la
6 prévision de la demande en regard de la concurrence
7 avec le gaz naturel. Est-ce que c'est une demande
8 pour le prochain plan d'approvisionnement?

9 R. Oui, pour le prochain plan d'approvisionnement
10 parce que c'est un petit peu tard actuellement.

11 Q. [88] C'est ça. O.K.

12 R. Alors c'est pour le prochain plan.

13 Q. [89] Même chose, j'imagine, pour votre
14 recommandation numéro 4 en ce qui a trait à la
15 présentation de différents scénarios à l'égard des
16 objectifs...

17 R. Effectivement, il est trop tard actuellement. Ça
18 fait que, pour le second plan.

19 Q. [90] O.K. C'est bon. C'était les deux petites
20 questions de clarification que j'avais. Alors, la
21 formation n'aura pas d'autres questions. On vous
22 remercie pour votre témoignage.

23 R. Merci.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Maître Lussier?

1 Me STÉPHANIE LUSSIER :

2 Je vous remercie. Pas de questions de contre-
3 interrogatoire... de réinterrogatoire et ça
4 complète la preuve de l'ACEF de l'Outaouais.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Parfait. Merci. Alors vous êtes maintenant libérés.

7 M. RICHARD MASSICOTTE :

8 R. Merci.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 On va donc poursuivre avec la présentation de la
11 preuve de SÉ/AQLPA. Est-ce que vous avez besoin que
12 l'on prenne une pause ou... non? Parfait. On va
13 attendre que les membres du panel de SÉ/AQLPA
14 s'installent.

15 Me DOMINIQUE NEUMAN :

16 Rebonjour, Madame la Présidente. En fait, mesdames
17 les Présidentes, Monsieur le Régisseur. Dominique
18 Neuman pour Stratégies énergétiques et l'AQLPA.
19 Alors nous sommes les derniers et non les moindres,
20 je l'espère. Nos deux témoins sont présents et
21 prêts à être assermentés. Monsieur Jean-Claude
22 Deslauriers et monsieur Jacques Fontaine.

1 PREUVE SÉ/AQLPA

2

3 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingt-cinquième
4 (25e) jour du mois de juin, ONT COMPARU :

5

6 JEAN-CLAUDE DESLAURIERS, consultant en énergie,
7 ayant une place d'affaires au 1786, rue Wolfe,
8 Montréal (Québec);

9

10 JACQUES FONTAINE, consultant en énergie, ayant une
11 place d'affaires au 10 946, avenue de Rome,
12 Montréal-Nord (Québec);

13

14 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
15 solennelle, déposent et disent :

16

17 INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Q. [91] Alors bonjour, Messieurs. D'abord nous
19 informons la Régie qu'il y avait une troisième
20 collaboratrice qui avait collaboré à l'un des deux
21 rapports, madame Brigitte Blais et qui n'a pas
22 pu... qui n'a pas pu venir, mais nous avons fait
23 les arrangements nécessaires.

24

25 Donc d'abord, Monsieur Fontaine, je vous
demanderais de confirmer que les documents suivants

1 ont bien été écrits par vous ou sous votre
2 supervision. D'un part, votre rapport que vous
3 signez et qui a été fait avec la collaboration de
4 madame Brigitte Blais sur le Plan
5 d'approvisionnement du réseau intégré d'Hydro-
6 Québec Distribution, c'est la cote C-SÉ-AQLPA-0009.
7 SÉ-AQLPA-1, Document 1. Et également si vous avez
8 collaboré aux deux autres documents qui sont C-SÉ-
9 AQLPA-0010, SÉ-AQLPA-2, Document 1, qui est le
10 rapport de monsieur Jean-Claude Deslauriers sur les
11 réseaux autonomes. Et la réponse à une demande de
12 renseignements de la Régie sur ce même dernier
13 rapport, C-SÉ-AQLPA-0013, SÉ-AQLPA-2, Document 2.
14 Donc dans le cas de ces deux derniers documents
15 c'étaient des rapports où vous aviez collaboré. Et
16 le premier c'est celui dont vous êtes l'auteur.
17 M. JACQUES FONTAINE :

18 R. Oui, je confirme cela.

19 Q. [92] O.K. Je vous remercie beaucoup, Monsieur
20 Fontaine. Monsieur Deslauriers, est-ce que vous
21 pouvez confirmer que vous êtes... que les deux
22 documents suivants ont été préparés par vous ou
23 sous votre supervision? Donc, les deux que j'ai
24 mentionnés tout à l'heure, C-SÉ-AQLPA-0010 et 0013,
25 qui sont tous les deux relatifs aux réseaux

1 nouveau modèle requiert d'effectuer une prévision
2 sur le long terme des variables indépendantes, ce
3 qui pose un risque pour le modèle puisque certaines
4 de ses variables - dans mon rapport j'ai parlé du
5 prix de l'aluminium - peuvent être très volatiles.
6 Des écarts-types de l'ordre de dix-vingt pour cent
7 (10-20 %).

8 Alors en fait, troisièmement, la
9 méthodologie d'Hydro-Québec Distribution présuppose
10 que le lien entre la consommation d'électricité et
11 les variables indépendantes demeurera constant ou
12 s'il n'est pas constant, qu'on sait comment le
13 prévoir. Ce qui n'est pas toujours facile.

14 D'où notre recommandation numéro 1.1 à
15 notre rapport, C-SÉ-AQLPA-0009, nous recommandons à
16 la Régie d'approuver à ce stade l'innovation
17 méthodologique annoncée au présent dossier par
18 Hydro-Québec Distribution quant à sa méthodologie
19 de la prévision de la demande. Et nous recommandons
20 toutefois à la Régie de requérir d'Hydro-Québec
21 Distribution, d'inclure dans chaque Plan
22 d'approvisionnement déposé aux trois ans, dans
23 chacun des états annuels d'avancement de ce Plan,
24 un suivi des résultats de la prévision montrant
25 explicitement les écarts prévisionnels constatés

1 avec la nouvelle méthode, et ce au moins pendant
2 quelques années, jusqu'à ce que la Régie soit
3 satisfaite de leur effet quant à la réduction de
4 son biais systémique historique de sur-prévision de
5 la demande industrielle.

6 Q. [94] Merci, Monsieur Fontaine. Vous avez étudié les
7 scénarios d'encadrement du présent Plan
8 d'approvisionnement de HQD et ceux de tous les
9 quatre autres plans d'approvisionnement présentés à
10 la Régie par le Distributeur; quels sont vos
11 commentaires à ce sujet?

12 R. Permettez-moi d'abord de revenir sur une
13 déclaration de monsieur Nadhem Idoudi, témoin du
14 Distributeur, qui a fait une affirmation, que nous
15 désirons commenter, aux notes sténographiques du
16 dix-sept (17) juin deux mille quatorze (2014),
17 Volume 2, page 42, lignes 4 à 18, en réponse à
18 maître Dominique Neuman de SÉ-AQLPA.

19 Q. [95] Peut-être que, Monsieur Fontaine...

20 R. Oui?

21 Q. [96] ... à moins que la Régie souhaite avoir ce
22 texte devant elle, peut-être que vous pouvez faire
23 la lecture du texte en question?

24 R. Oui, bien alors, monsieur Idoudi affirmait que dans
25 le passé, les scénarios d'encadrement étaient

1 dossier R-3648-2007, la pièce B-0001, HQD-1,
2 Document 2, Annexe 2E, page 132, lignes 4 et 5.
3 Alors ça fait longtemps que le Distributeur voit
4 des scénarios à soixante-dix (70 %), entre
5 soixante-dix (70 %) et quatre-vingts pour cent
6 (80 %).

7 Alors, dans notre rapport nous nous sommes
8 étonnés de la symétrie entre le scénario faible et
9 le scénario fort du présent Plan, alors que ce
10 n'était pas le cas dans les plans précédents. Nous
11 croyons que monsieur Idoudi fait erreur en
12 expliquant cette différence par le fait que les
13 scénarios d'encadrement des anciens plans auraient
14 couvert un spectre de probabilités plus étendu que
15 l'actuel Plan puisque les déclarations de l'époque
16 de monsieur Nadeau indiquent que cela n'est pas le
17 cas.

18 Nous pensons plutôt que c'est la faiblesse
19 des variables indépendantes en deux mille treize
20 (2013) par rapport à la moyenne historique qui
21 entraîne pour les dix années ultérieures une sous-
22 estimation de la prévision du scénario fort. Nous
23 avons aussi constaté, dans notre rapport, SÉ-AQLPA-
24 0009, au graphique de la page 13, que le scénario
25 faible prévu sur dix ans est probablement un petit

1 peu trop fort.

2 Alors nous recommandons à la Régie de
3 requérir que Hydro-Québec Distribution modifie son
4 Plan d'approvisionnement 2014-2020 de manière à ce
5 que le scénario fort soit plus éloigné du scénario
6 de référence en pourcentage que le scénario faible,
7 que l'écart entre les scénarios soit accru et, de
8 plus, que la croissance du scénario faible sur dix
9 ans soit un peu plus faible.

10 Ces lacunes de la prévision présentée par
11 Hydro-Québec Distribution au présent dossier sont
12 en effet de nature à l'amener à la fois à sous-
13 estimer ses besoins de scénario fort et à
14 surestimer ses besoins minimaux en cas de scénario
15 faible.

16 Q. [98] C'était votre recommandation 2 dans votre
17 rapport?

18 R. Oui.

19 Q. [99] Oui. Monsieur Fontaine, le gouvernement du
20 Québec a annoncé son intention de promouvoir
21 l'établissement au Québec de nouvelles industries
22 grandes consommatrices d'électricité. Pour les
23 mêmes motifs et aussi pour des motifs
24 environnementaux, le gouvernement du Québec a
25 également indiqué son intention de stimuler le

1 développement du transport électrique individuel et
2 collectif.

3 Quels sont vos commentaires sur le
4 traitement que HQD fait de ces intentions
5 gouvernementales dans sa prévision de la demande au
6 Plan d'approvisionnement?

7 R. Bien, le Distributeur n'a pas encore intégré la
8 nouvelle politique industrielle du gouvernement à
9 ces scénarios de prévision. Nous comprenons que si
10 cette politique industrielle était intégrée dès à
11 présent, les choix d'approvisionnement pourraient
12 se trouver modifiés, notamment quant à la gestion
13 de l'énergie postpatrimoniale différée auprès
14 d'Hydro-Québec Production.

15 Nous croyons toutefois qu'il est encore
16 prématuré d'intégrer cette nouvelle politique
17 industrielle tant que le gouvernement du Québec ne
18 l'aura pas davantage concrétisée. Si toutefois
19 cette concrétisation survient rapidement, par
20 exemple dès deux mille quatorze (2014) ou deux
21 mille quinze (2015), il serait alors souhaitable
22 qu'un processus de suivi soit prévu, permettant à
23 Hydro-Québec Distribution de soumettre un examen
24 public élaboré, tant auprès de la Régie que des
25 intervenants, les modifications qui en

1 état de l'évolution des politiques gouvernementales
2 à ces égards et de la manière dont la prévision du
3 Plan s'en trouverait affectée.

4 De plus, compte tenu de leur caractère
5 stratégique et d'intérêt public, nous recommandons
6 à la Régie de l'énergie de requérir que les
7 informations sur la prévision de la demande
8 électrique de transport, publique et privée, soit
9 intégrée aux documents du Plan de façon régulière
10 ainsi que de son état d'avancement annuel sous la
11 forme d'une ventilation des données qui soit
12 distincte des groupes autres et de la catégorie
13 globale du secteur résidentiel et agricole.

14 Q. [100] Monsieur Fontaine, quels sont vos
15 commentaires sur les critères de fiabilité en
16 énergie et en puissance?

17 R. Nous avons constaté en étudiant les écarts de
18 l'hydraulicité par rapport à la moyenne que, depuis
19 vingt (20) ans, c'est-à-dire depuis mil neuf cent
20 quatre-vingt-douze (1992), l'écart-type de ces
21 écarts est de quatorze térawattheures (14 TWh)
22 alors que sur la période de mil neuf cent quarante
23 et un (1941) ou quarante-deux (1942) et jusqu'à
24 deux mille douze (2012), il est plutôt de vingt
25 térawattheures (20 TWh).

1 Alors nous avons élaboré deux graphiques
2 que nous avons faits à partir du tableau 5B-3 de la
3 pièce B-0008, HQD-1, Document 2.3.

4 Q. [101] Donc, ce sont les pièces C-S.É./AQLPA-0018 et
5 0019 qui sont des graphiques élaborés à partir de
6 la pièce B-0008, HQD-1, Document 2.3, tableau 5B-3
7 de la page 65 de cette pièce.

8 R. Alors sur le premier graphique.

9 Q. [102] Le premier graphique c'est celui-là, oui?

10 R. Bien, écart absolu.

11 Q. [103] Est-ce que c'est celui-là?

12 R. Oui. Alors sur le premier graphique j'ai mis en
13 graphique, là, les écarts absolus par rapport à la
14 moyenne qui apparaissent au tableau qui est cité.
15 Et avec ça, la courbe de tendance montre une baisse
16 de la variation des écarts de point un
17 térawattheure (,1 TWh) par année. Alors ça donne
18 déjà une certaine indication. D'ailleurs, on voit
19 qu'à partir de mil neuf cent quatre-vingt-un
20 (1981), il n'y a pas eu d'aussi grands écarts que
21 dans le passé.

22 Mais aussi, comme le Distributeur a répondu
23 quelque part qu'il y avait de l'autocorrélation.
24 Alors pour enlever un peu d'effet
25 d'autocorrélation, j'ai fait dans un deuxième

1 Québec Distribution, nous sommes satisfaits des
2 critères mis de l'avant par le Distributeur.

3 Q. [105] Monsieur Fontaine, le ROEE a recommandé qu'à
4 l'avenir HQD publie une étude de l'impact du
5 potentiel technico-économique en efficacité
6 énergétique sur la consommation en puissance. Avez-
7 vous des commentaires à ce sujet?

8 R. Bien, je pense que ça existe déjà. Il y a eu une
9 révision du potentiel technico-économique qui a été
10 faite pour l'année deux mille dix (2010), qui a été
11 publiée en partie en juin deux mille onze (2011),
12 et ça fait référence entre autres à la puissance,
13 aux tableaux D-1 à D-9 des pages 115 à 122. Ça fait
14 drôle, les tableaux s'appellent D mais c'est dans
15 l'annexe C mais les numéros des tableaux, c'est D.

16 Q. [106] O.K. Et cette révision du PTE est sur le site
17 Internet de la Régie?

18 R. Oui, tout à fait.

19 Q. [107] Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la
20 stratégie du Distributeur de ne plus différer
21 d'énergie dans ses contrats avec HQP?

22 R. Oui. Bien, nous croyons que dans le cadre du
23 scénario de référence et de l'offre actuellement
24 prévue, une certaine marge faible existe pour
25 différer encore de l'énergie post-patrimoniale de

1 HQP. Cependant, il faut tenir compte du fait que le
2 gouvernement pourrait encore ajouter de nouveaux
3 plans d'approvisionnement et qu'un scénario plus
4 faible que le scénario de référence est possible.
5 Nous avons donc dans notre rapport recommandé à la
6 Régie d'approuver la stratégie mise de l'avant par
7 le Distributeur qui consiste à ce stade à ne pas
8 différer d'énergie supplémentaire dans le cadre de
9 ses contrats post-patrimoniaux auprès de HQP. Cette
10 stratégie minimise son risque à cette étape de
11 planification. Nous pensons toutefois que la Régie
12 devrait prévoir un processus lui permettant de
13 faire le suivi publiquement dès deux mille quatorze
14 (2014) ou deux mille quinze (2015) avec la Régie et
15 les intervenants, possiblement lors des causes
16 tarifaires de l'évolution de cette stratégie au cas
17 où le scénario de base de la prévision de la
18 demande venait à s'accroître en raison d'une plus
19 grande concrétisation de la politique industrielle
20 du gouvernement.

21 Q. [108] Monsieur Fontaine, quelle est votre position
22 sur le statut des moyens de dernier recours dans la
23 planification du Distributeur et notamment, l'appel
24 au public et l'abaissement de tension?

25 R. Bien nous sommes d'accord avec la stratégie du

1 Distributeur quant à la non-inclusion de l'appel au
2 public dans son bilan de puissance, puisque par
3 définition, celui-ci ne peut pas constituer un
4 outil de planification car il constitue un outil de
5 dernier recours dont le résultat ne dépend pas
6 d'Hydro-Québec Distribution et qui est sujet à
7 l'effritement en cas d'utilisation répétée. Par
8 définition, l'appel au public constitue un geste
9 exceptionnel invitant le public à réduire sa
10 consommation au-delà des autres gestes de réduction
11 de consommation qui sont déjà planifiés, tels que
12 ceux résultant du programme « mieux consommer » ou
13 autre de Hydro-Québec Distribution.

14 Certains intervenants confondent peut-être
15 l'appel au public hors programme avec le fait qu'il
16 pourrait être souhaitable d'améliorer les mesures
17 comportementales déjà planifiées dans des
18 programmes d'efficacité énergétique. Si des mesures
19 comportementales récurrentes de réduction de
20 consommation de pointe ont besoin d'être
21 planifiées, par définition, cela ne constituera
22 plus l'appel au public hors programme mais plutôt
23 un programme régulier d'efficacité énergétique. De
24 plus, une planification de l'appel au public
25 risquerait de nuire à l'efficacité des autres

1 moyens de planification, tel que noté avec justesse
2 par monsieur Marcel-Paul Raymond, aux pages 33, 34
3 de sa présentation C-AHQ/ARQ-0021. L'abaissement de
4 tension est également un outil de dernier recours
5 mais il peut être planifié au bilan de puissance du
6 Distributeur puisque ce moyen ne dépend que de
7 Hydro-Québec Distribution et est testé à chaque
8 automne pour la persistance et son impact en
9 puissance.

10 Q. [109] Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la
11 stratégie mise de l'avant par le Distributeur quant
12 à la revente éventuelle de ses surplus?

13 R. Bien, nous sommes d'accord avec la stratégie du
14 Distributeur de ne pas revendre de l'électricité
15 sur le marché car nous croyons que le Producteur
16 est le mieux placé pour exporter de l'énergie
17 autant du point de vue économique
18 qu'environnemental. Nous l'avons déjà affirmé à
19 plusieurs reprises auprès de la Régie. Le
20 gouvernement, dans le budget de juin deux mille
21 quatorze (2014), semble aller en ce sens également
22 et la Régie de l'énergie l'avait déjà aussi exprimé
23 dans le passé au dossier R-3649-2007, dans la
24 décision D-2007-134, en page 17, de même qu'au
25 dossier R-3673-2008, dans la décision D-2008-114 en

1 page 14.

2 Q. [110] Monsieur Fontaine, que pensez-vous de la
3 possibilité que le Distributeur fasse reconnaître
4 ses parcs éoliens comme admissibles à une
5 certification environnementale telle que ÉcoLogo?

6 R. Bien nous sommes très réservés par rapport à un
7 système de certification d'énergie verte qui ne
8 reconnaît pas de l'hydroélectricité. Si la
9 Régie ou Hydro-Québec venait à adhérer ou à
10 encourager un tel système, cela nuirait aux efforts
11 que gouvernement du Québec mène depuis plusieurs
12 années pour faire reconnaître le caractère
13 environnemental et renouvelable de
14 l'hydroélectricité.

15 Nous croyons aussi que le fait de requérir
16 une prime pour de l'énergie verte va à contre-
17 courant de la tendance environnementale actuelle
18 consistant à imposer des frais lorsqu'un produit
19 est plus polluant. Le principe pollueur-payeur
20 illustré par exemple par les taxes vertes ou les
21 permis échangeables d'émissions.

22 Alors nous prions la Régie d'inviter Hydro-
23 Québec Distribution à faire preuve d'une très
24 grande prudence avant de s'engager dans une
25 démarche qui ne certifierait pas comme verte ou

1 renouvelable... Excusez. Qui ne certifierait comme
2 verte ou renouvelable qu'une partie de son
3 approvisionnement électrique. En principe, ce
4 serait plutôt l'ensemble de l'électricité
5 distribuée par Hydro-Québec Distribution, tout
6 comme de l'électricité produite par Hydro-Québec
7 Production, qu'il serait souhaitable de faire
8 reconnaître comme verte ou renouvelable, en raison
9 du fait que plus de quatre-vingt-quinze pour cent
10 (95 %) de celle-ci est d'origine hydraulique,
11 éolienne ou biomassique. C'est dans cette voie
12 qu'Hydro-Québec Distribution devrait s'engager.

13 Q. [111] Je vous remercie beaucoup, Monsieur Fontaine.
14 J'aurais quelques questions à monsieur Deslauriers
15 concernant son rapport sur les réseaux autonomes,
16 le Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes
17 d'Hydro-Québec Distribution.

18 Monsieur Deslauriers, vous recommandez à la
19 Régie d'exiger du Distributeur la publication à
20 posteriori des données complètes et précises
21 concernant les coûts réels du mazout dans chacun de
22 ses réseaux autonomes. Pouvez-vous justifier cette
23 requête?

24 M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

25 R. Mais d'abord en réponse à une question de la Régie,

1 suite à cette recommandation de notre rapport nous
2 avons montré qu'on pouvait a posteriori publier ces
3 données sans briser le lien de confidentialité que
4 le Distributeur invoque. Nous avons fourni
5 plusieurs exemples indiquant qu'après quelques mois
6 seulement, une publication a posteriori des données
7 est déjà considérée comme acceptable quant à
8 d'autres questions où la confidentialité des
9 négociations commerciales est en jeu.

10 Ces données sont indispensables pour
11 évaluer les coûts évités par village aux fins
12 d'identifier les options alternatives
13 d'approvisionnement de sources renouvelables ou de
14 mesures de réduction de la consommation. C'est
15 pourquoi dans notre rapport nous avons mis beaucoup
16 d'efforts pour évaluer ces coûts du mazout. Nous
17 avons d'ailleurs souligné une apparente
18 contradiction entre les informations du
19 Distributeur sur la compensation chauffage au
20 mazout et nos propres calculs. Il y a donc des
21 incertitude majeures qui méritent des
22 éclaircissements.

23 Q. [112] Monsieur Deslauriers, pourquoi recommandez-
24 vous que la méthodologie et le résultat du calcul
25 des coûts évités soient publiés chaque année?

1 R. Bien évidemment la question des coûts évités est
2 primordiale pour évaluer la rentabilité de toute
3 mesure d'efficacité énergétique ou pour évaluer la
4 rentabilité de tout projet de remplacement du
5 mazout, que ce soit pour l'alimentation des moteurs
6 diesels ou même pour le chauffage.

7 La valeur des coûts évités fournie par le
8 Distributeur est une valeur actualisée, mais les
9 paramètres de calcul ne sont pas vraiment connus,
10 en particulier le coût du mazout - comme on l'a
11 déjà souligné - son taux d'indexation et le taux
12 d'actualisation utilisé.

13 Notre première recommandation a donc été de
14 demander que les coûts réels du mazout soient
15 publiés pour chaque village, à partir de données
16 confirmées. On pourrait alors avec certitude
17 calculer le coût évité en énergie qui est composé
18 du coût du mazout et du coût opération et
19 entretien. Ces deux composantes varient pour chaque
20 village, d'où l'intérêt d'avoir ces données
21 précises et complètes pour chaque village. Dans
22 notre rapport nous avons utilisé des valeurs
23 moyennes, mais c'est des valeurs moyennes.

24 Malgré tous nos efforts, nous ne sommes pas
25 arrivés à concilier la valeur actualisée des coûts

1 évités en énergie et fournis par le Distributeur
2 pour un village comme Inukjuak. La valeur fournie
3 par le Distributeur de trente-huit point trente-
4 huit cents par kilowattheure (38,38 ¢/KWh), avec
5 nos estimations de coûts évités réels pour deux
6 mille treize (2013) nous avons trouvé quarante-six
7 point soixante-cinq cents par kilowattheure
8 (46,65 ¢/KWh).

9 Depuis le dépôt de notre rapport, nous
10 avons donc fait des exercices d'actualisation,
11 puisque la valeur du Distributeur est une valeur
12 actualisée pour concilier ces valeurs, et nous
13 avons constaté que pour arriver à trente-huit point
14 huit cents (38,8¢) par kilowattheure, il faut
15 actualiser l'énergie réelle prévue avec un taux
16 d'actualisation réel, trois point soixante-dix-sept
17 (3,77) - ça peut varier un peu ça - et actualiser
18 les coûts non inflationnés.

19 Q. [113] De quel chiffre, un taux d'actualisation de
20 combien?

21 R. De trois point soixante-dix-sept (3,77). Et
22 actualiser les coûts non inflationnés, c'est-à-dire
23 pris du combustible fixe à un dollars et quarante
24 (1,40 \$) et prix de l'entretien fixe à dix cents
25 (10¢) le kilowattheure au taux nominal.

1 Si le coût du combustible n'est pas
2 inflationné ni le coût de l'entretien, selon nous,
3 il ne faut pas utiliser le taux nominal mais il
4 faut utiliser le taux réel. Si on utilise le taux
5 réel, d'ailleurs on trouve des coûts évités de
6 quarante-six cents (46¢).

7 Q. [114] Le taux réel d'actualisation?

8 R. Oui. Et là, d'où la nécessité d'avoir une
9 publication un peu plus précise de la méthodologie
10 puis des taux utilisés pour voir où est-ce qu'on en
11 est dans ça.

12 Q. [115] Monsieur Deslauriers, dans votre rapport vous
13 avez fait des analyses de rentabilité avec le
14 logiciel RETScreen sur le jumelage éolien-diesel et
15 sur le photovoltaïque. Quelles sont vos conclusions
16 sommaires?

17 R. Bien, nous avons démontré qu'avec une valeur de
18 coûts évités révisée qui tient compte de
19 l'indexation de l'énergie, tous les projets JED au
20 Nunavik sont rentables. Il n'est pas nécessaire
21 d'élaborer sur ce sujet, sauf de mentionner
22 l'erreur de monsieur Hani Zayat interrogé par le
23 ROÉÉ qui a affirmé sans aucune source d'information
24 en audience, le dix-huit (18) juin deux mille
25 quatorze (2014), en page 189, ligne 4 de la

1 transcription, que les coûts des projets éoliens
2 étaient deux fois plus cher que les coûts évités.

3 Ça n'a pas de sens. Il n'existe aucune
4 donnée appuyant une telle affirmation de la part de
5 monsieur Zayat. Bien au contraire, de façon répétée
6 depuis plusieurs années, les coûts évités
7 confirment que les projets JED au Nunavik seraient
8 rentables même en tenant compte d'une marge pour
9 les coûts d'implantation de tels projets. Puis,
10 évidemment, au Nunavik ils sont un petit peu plus
11 dispendieux, tout le monde le conçoit, là.

12 Après vingt (20) ans d'études et de
13 promesses de projets éoliens au Nunavik dans tous
14 les plans d'approvisionnement du Distributeur
15 approuvés à ce jour par le Régie, l'absence de
16 réalisation de tous projets est aujourd'hui
17 inexplicable. Tout comme l'est le report continu
18 des nombreux projets pilotes de JED pourtant déjà
19 annoncés et approuvés par la Régie dans chaque plan
20 d'approvisionnement.

21 Q. [116] Monsieur Deslauriers, vous recommandez à la
22 Régie de demander au Distributeur de tenir compte
23 de la technologie de batterie d'accumulateur BESS,
24 c'est-à-dire « Batteries Energy Storage System »,
25 dans la mise à jour de l'étude de l'IREQ sur les

1 jumelages éolien-diesel au Nunavik, et en
2 particulier de bien évaluer l'impact sur le taux
3 d'absorption. Est-ce que vous pouvez élaborer?

4 R. D'abord, disons que peut-être la co-entreprise
5 Sony-Hydro-Québec pourrait avoir un effet sur cette
6 recommandation. Cette question est liée à l'usage
7 de l'énergie excédentaire qui est très importante
8 lorsqu'on fait du JED à haute pénétration. Je vais
9 le définir. JED à haute pénétration c'est quand on
10 a plus de jumelage éolien que la demande du réseau.

11 Lorsque l'on fait de la haute pénétration, la
12 stabilité du réseau est toujours à risque puisqu'on
13 diminue la quantité de moteurs diesel utilisée,
14 donc on diminue beaucoup l'inertie stabilisante du
15 système. Les batteries peuvent contribuer
16 efficacement à la stabilité du réseau, si elles
17 conçues pour ça, tout en augmentant la capacité
18 d'absorption du réseau. Parce que le fait d'avoir
19 des batteries, il y a de l'énergie qui va être
20 emmagasinée et qui peut être redonnée au réseau au
21 moment où il n'y a plus de vent.

22 On peut faire de l'énergie éolienne au
23 Nunavik pour moins de trente cents (30¢) le
24 kilowattheure, ce qui laisse beaucoup de marge pour
25 ajouter des batteries, même si elles sont

1 relativement dispendieuses.

2 Dans mon rapport, j'ai utilisé un coût d'à
3 peu près trois millions (3 M\$) pour un ensemble de
4 batteries, et qui démontrait que la vente demeurerait
5 très positive même à ce coût-là et ça a un effet
6 important sur la façon d'exploiter le réseau.

7 Q. [117] Monsieur Deslauriers, pourquoi recommandez-
8 vous de mettre à jour la réglementation concernant
9 la politique de mesurage net en particulier en
10 réseaux autonomes?

11 M. JEAN-CLAUDE DESLAURIERS :

12 R. Bien, comme nous l'avons souligné et démontré dans
13 notre rapport, les coûts de la technologie
14 photovoltaïque sont devenus compétitifs. Dans un
15 village où le coût évité dépasse cinquante cents le
16 kilowattheure (50 ¢/kWh), les projets de petite
17 envergure de moins de cinquante kilowatts (50 kW)
18 qui sont déjà permis par les Tarifs et conditions
19 de HQD, bien, le regroupement ou l'association de
20 partenaires, de voisins pour l'échange de surplus
21 d'énergie n'est pas permis puisqu'il faut boucler
22 par client.

23 C'est une contrainte inutile et nuisible au
24 développement des sources d'approvisionnement moins
25 coûteuses et environnementalement préférables au

1 Nunavik, dont le PV en particulier. D'autre part,
2 les Tarifs et conditions actuels empêchent les
3 projets PV commerciaux ou communautaires de plus de
4 cinquante kilowatts (50 kW) qui peuvent être
5 intéressants puisque leur coût de production serait
6 dans tous les cas inférieur à cinquante sous par
7 kilowattheure (50 ¢/kWh).

8 Je vais donner l'exemple en Ontario.
9 Actuellement, les projets d'un peu d'envergure
10 commerciaux, là, l'OPA dans le programme FIT prêt à
11 payer trente-huit (38) ou... je pense que c'est
12 trente-huit cents (38 ¢) actuellement. Et il y a
13 beaucoup de promoteurs qui sont capables de faire
14 du PV pour moins cher que ça. Et c'est faisable au
15 Nunavik aussi.

16 Donc, beaucoup de projets pourraient être
17 compétitifs avec le coût total actuel et pourraient
18 même être compétitifs avec le coût actuel du
19 chauffage au mazout en réseaux autonomes qui se
20 situe autour de vingt cents le kilowattheure
21 (20 ¢/kWh). C'est une évaluation très
22 approximative.

23 Le Distributeur a intérêt à explorer cette
24 avenue comme la Régie le lui avait demandé dans sa
25 décision D-2011-162 du Plan d'approvisionnement

1 2011-2020. Ce que nous recommandons dans notre
2 rapport, c'est que le Distributeur s'occupe de ça
3 de façon un peu sérieuse puisque, là, il y a moyen
4 de faire du PV rentable.

5 Q. [118] Merci, Monsieur Deslauriers. Et finalement
6 quelle conclusion générale tirez-vous de votre
7 analyse sur le Plan d'approvisionnement de HQD en
8 réseaux autonomes et particulièrement au Nunavik?

9 R. La situation des réseaux autonomes est une saga
10 déplorable -il n'y a pas d'autre mot- qui dure
11 depuis vingt ans, qui coûte maintenant annuellement
12 deux cents millions (200 M\$) par année aux
13 Québécois, et dont on ne voit pas la lumière au
14 bout du tunnel. Madame la Présidente, en début de
15 séance, vous avez déploré la quantité de demandes
16 de renseignements dans l'exercice actuel en
17 l'estimant à plus de mille (1000), si ma mémoire
18 est fidèle. Je serais très curieux de voir combien
19 de ces demandes concernant les réseaux autonomes.
20 Il y a peut-être un exercice à faire. Selon moi,
21 possiblement la moitié. Il y a là un malaise
22 évident et un manque de transparence notaire et un
23 manque d'action de la part du Distributeur. Et seul
24 le Distributeur peut résoudre ou résorber ce
25 problème-là avec l'aide de la Régie. Voilà ma

1 conclusion principale.

2 Q. [119] Je vous remercie beaucoup messieurs Fontaine
3 et Deslauriers. Donc nos témoins sont prêts à
4 répondre à d'autres questions .

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Merci, Maître Neuman. Est-ce qu'il y a des
7 intervenants qui désirent contre-interroger les
8 membres du panel de SÉ/AQLPA? Maître Fraser?

9 Me ÉRIC FRASER :

10 Pas de questions, Madame la Présidente.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci. Maître de Repentigny?

13 INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

14 Q. [120] Bonjour, messieurs. Je vais avoir une
15 question. Alexandre de Repentigny pour la Régie. Je
16 vais avoir une question pour vous. Ma question
17 s'adresse plutôt à monsieur Fontaine. C'est
18 concernant votre recommandation numéro 1.5.

19 Vous recommandez à la Régie d'approuver la
20 stratégie mise de l'avant par le Distributeur qui
21 consiste à ne pas différer d'énergie supplémentaire
22 dans le cadre de ses contrats d'approvisionnement
23 post-patrimoniaux auprès de HQP. Vous mentionnez
24 que cette stratégie minimise son risque à cette
25 étape de planification.

1 Alors, ce qu'on voulait savoir, c'est si
2 vous pourriez élaborer ou commenter les conclusions
3 de certains intervenants notamment de l'AHQ/ARQ à
4 l'effet qu'il serait économiquement bénéfique de
5 différer une certaine quantité d'énergie en été
6 pour la rappeler la saison hivernale suivante dans
7 une perspective de gestion de la puissance à la
8 pointe.

9 M. JACQUES FONTAINE :

10 R. En fait, ce que je mentionne ici, j'ai parlé de
11 risque mais aussi de respect de l'esprit des
12 ententes. Et c'est dans ce sens-là que je pense
13 qu'il ne serait pas... en fait, d'après moi, ce ne
14 serait pas correct d'utiliser ça, d'utiliser le
15 fait de différer, même si, de fait, ça pourrait...
16 si c'était possible, puis c'est très respectueux.
17 Sinon on prend un contrat puis on le déforme, bien,
18 ce qui va arriver, c'est que, après, il n'y en aura
19 plus de contrat comme ça. C'est le sens de ce que
20 je mets là.

21 Q. [121] Mais au niveau économique, selon vous, est-ce
22 que c'est une stratégie qui pourrait être rentable,
23 qui pourrait être bénéfique, de différer la même
24 année...

25 R. Oui, probablement.

1 Q. [122] ... de l'énergie pour la rappeler...

2 R. Oui.

3 Q. [123] ... à l'hiver?

4 R. De fait. Si c'est possible puis ça ne va pas à
5 l'encontre de l'esprit des contrats, ce serait
6 économiquement rentable.

7 Q. [124] Merci. Merci, c'est tout. Ça met fin à mes
8 questions.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Merci. La formation n'aura pas d'autres questions
11 pour vous, Monsieur Fontaine, Monsieur Deslauriers.
12 On vous remercie. Maître Neuman.

13 Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 Je vous remercie beaucoup, nous n'avons pas de
15 réinterrogatoire.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 C'est bon. Alors la Régie vous libère. Merci pour
18 votre témoignage encore une fois. Donc cela termine
19 la preuve de SÉ/AQLPA et de l'ensemble des
20 intervenants. Nous allons donc nous revoir demain
21 matin avec le début des plaidoiries, à compter de
22 neuf heures (9 h). Donc bonne fin de journée, à
23 demain matin.

24 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

25

1

2

3

4

5 Nous, soussignées, DANIELLE BERGERON et ROSA
6 FANIZZI, sténographes officielles, certifions sous
7 notre serment d'office que les pages qui précèdent
8 sont et contiennent la transcription fidèle et
9 exacte des notes prises dans cette cause au moyen
10 de la sténotypie.

11

12 Le tout, conformément à la loi.

13 Et nous avons signé,

14

15

16

17 DANIELLE BERGERON, s.o.

18

19

20

21 ROSA FANIZZI, s.o.