

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DES CARACTÉRISTIQUES
DU SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE ET
DE LA GRILLE D'ANALYSE EN VERTU DE
L'ACQUISITION D'UN SERVICE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

DOSSIER : R-3848-2013

RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président
M. GILLES BOULIANNE
Me LOUISE ROZON

AUDIENCE DU 12 FÉVRIER 2014

VOLUME 5

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER
procureur de Hydro-Québec Distribution (HQD);

INTERVENANTS :

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

Me PIERRE PELLETIER
procureur de Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité et 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 Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante (FCEI);

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

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);

MIS EN CAUSE :

Me STEPHANIE L. ROBERTS
procureure de Le Procureur général du Québec (PGQ).

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES ENGAGEMENTS	5
LISTE DES PIÈCES	6
PRÉLIMINAIRES	7
PREUVE HQD (suite)	7
STÉPHANE DUFRESNE	7
PIERRE PAQUET	7
PHILIP Q. HANSER	7
HANI ZAYAT	7
INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	10
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL	15
INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN	94
INTERROGÉS PAR Me LOUISE ROZON	106
RÉINTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	109
PREUVE AQCIE/CIFQ - EBM	115
WILLIAM K. MARSHALL	118
OLIVIER CHAREST	119
PASCAL CORMIER	119
INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN	119

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
E-3 (HQD) : Déposer une version corrigée de la pièce EBM-0026 (Annexe E des critères de fiabilité)	12
E-4 (HQD) : Vérifier la possibilité de déposer les données trimestrielles pour le quatrième trimestre sur le suivi de l'entente d'intégration éolienne (demandé par la Régie)	99
E-5 (HQD) : En référence à la pièce B-036, page 14, à la réponse 8.1 de la demande de renseignement numéro 2 de la Régie, et en référence plus particulièrement à la plage de variation de chaque fournisseur, à laquelle la réponse réfère, la question est la suivante : est-ce que le Transporteur croit que le fournisseur devra fournir la même plage de variation, qu'il choisisse d'assujettir ses unités de production au RFP ou qu'il choisisse de les assujettir à une consigne du CCR à la minute. Et si la plage sera différente, élaborer, dans l'un et l'autre cas, si c'est pareil, pourquoi, si ce n'est pas pareil, pourquoi (demandé par la Régie)	106

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
C-FCEI-0017: Wind Integration Study Report from Idaho Power and dated February 2013	27
C-EBM-0027 : Extrait du NPCC 2011 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy	116
C-EBM-0028 : Mr. Marshall Report Errata	117
C-EBM-0029 : Présentation PowerPoint par William K. Marshall	117

1 L'AN DEUX MILLE QUATORZE (2014), ce douzième (12e)
2 jour du mois de février :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du douze (12)
8 février deux mille quatorze (2014), dossier R-3848-
9 2013. Demande d'approbation des caractéristiques du
10 service d'intégration éolienne et de la grille
11 d'analyse en vue de l'acquisition d'un service
12 d'intégration éolienne. Reprise de l'audience du
13 onze (11) février deux mille quatorze (2014).

14

15 PREUVE HQD (suite)

16

17 L'an deux mille quatorze (2014), ce douzième (12e)
18 jour du mois de février, ONT COMPARU :

19

20 STÉPHANE DUFRESNE,

21 PIERRE PAQUET,

22 PHILIP Q. HANSER,

23 HANI ZAYAT,

24

25 LESQUELS témoignent sous la même affirmation

1 solennelle, déposent et disent comme suit :

2

3 LE PRÉSIDENT :

4 Bon début de matinée à tous les participants.

5 Maître Fraser, sur les engagements d'hier

6 Me ÉRIC FRASER :

7 Oui. Bonjour, Monsieur le Président, monsieur et
8 madame les Régisseurs. Je vais donner la réponse
9 aux deux. En fait, je donnerai moi-même la réponse
10 à l'engagement numéro 2 tout de suite. L'engagement
11 numéro 2 consistait à donner la référence à l'étude
12 Hélimax qui avait été mentionnée dans le témoignage
13 de monsieur Dufresne. C'est une référence qui se
14 retrouve au présent dossier déjà. On retrouve la
15 référence précise à la réponse 9.1.1 de la DDR
16 numéro 2 de la Régie, plus précisément à la page
17 17, et de manière détaillée à la note 2, toujours à
18 la page 17. Et pour plus de détail, c'est HQD-2,
19 Document 1.2, la pièce B-36.

20 En ce qui concerne l'engagement numéro 1,
21 qui était de fournir... qui était de répondre à la
22 question de savoir si les équipements qui offraient
23 le service... Excusez-moi!

24 LE PRÉSIDENT :

25 On y arrive tous, Maître Fraser.

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Oui, je sais. Que les... on disait « machines »,
3 mais évidemment, c'est les équipements qui offrent
4 les services qui sont inclus dans l'entente
5 d'intégration éolienne présentement offrent
6 également les services complémentaires associés au
7 contrat patrimonial. La réponse, monsieur Dufresne
8 va nous donner la réponse à cet engagement.

9 M. STÉPHANE DUFRESNE :

10 R. Alors, la réponse c'est oui. Présentement, c'est
11 les mêmes équipements qui fournissent autant les
12 services de l'entente sur les services... C'est les
13 mêmes équipements qui fournissent les services dans
14 le cadre de l'ESC que l'entente d'intégration
15 éolienne. Puis je vous référais... Je pense que
16 l'engagement est venu avant que je réponde hier,
17 mais j'ai répondu à plusieurs reprises. Donc, il
18 n'y a pas de distinction. Il n'y a pas de
19 découpage. Ce que j'ai mentionné, par contre, c'est
20 que, dans la mesure où il y aurait un fournisseur
21 qui serait dans le processus actuel qui serait
22 retenu et qui serait soumis à la consigne une
23 minute, bien, effectivement, dans ce cas-là, lui,
24 il serait dédié exclusivement à l'intégration
25 éolienne. Ça complète l'engagement.

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Si vous me permettez, Monsieur le Président, je
3 peux attendre en réinterrogatoire, mais il y a eu
4 une question sur l'Annexe E des critères de
5 fiabilité et, après vérification, monsieur Dufresne
6 a constaté, va avoir plus de précision sur la
7 question qui était posée puisqu'il y avait un écart
8 entre les critères de fiabilité éoliens qui étaient
9 inscrits dans les trois colonnes de l'Annexe E.
10 Alors, si vous le permettez, je demanderais peut-
11 être à monsieur Dufresne de donner cette précision
12 ou je peux attendre en réinterrogatoire si, selon
13 votre décision.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Allons-y maintenant!

16 INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

17 Q. [1] Alors, Monsieur Dufresne, si vous voulez y
18 aller, dans le contexte aussi.

19 R. Oui. Donc, c'est une question de maître Neuman qui
20 me demandait si, dans l'Annexe E qui a été soumis
21 par le document EBM-26, si l'annexe qu'on donne
22 dans le suivi de... aux attestations de fiabilité
23 dans le cadre de celle de décembre, NERC, donc la
24 colonne NERC, il y avait quatre cent cinquante et
25 un mégawatts (451 MW). J'ai mentionné que c'était

1 dû à un écart, parce que c'est vrai que la
2 planification est faite très en amont, mais l'écart
3 est deux cents mégawatts (200 MW), puis c'est
4 contributif, c'est six cents mégawatts (600 MW)
5 nominal. Donc, j'ai vérifié, puis c'est une
6 coquille.

7 Le chiffre qui apparaît dans la colonne
8 NERC, là, ce n'est pas quatre cent cinquante et un
9 (451), ce serait plutôt... je n'ai pas le chiffre
10 avec moi, mais c'est plutôt de l'ordre de six cent
11 cinquante-six (656). Donc, juste mentionner que ce
12 n'était pas... C'est bel et bien trente pour cent
13 (30 %). Mais ce n'est pas... Le tableau en soi ici
14 a une coquille dans la colonne NERC. Donc, on
15 pourrait le mettre à jour puis le transmettre à la
16 Régie.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Oui. En fait, oui, vous pouvez déposer le tableau
19 corrigé.

20 Me ÉRIC FRASER :

21 Oui, effectivement, on pourra, à ce moment-là, on
22 déposera le tableau corrigé pour les fins du
23 dossier. Alors, ça termine, Monsieur le Président,
24 en ce qui concerne les engagements. Ça sera
25 l'engagement numéro 3 de déposer une version

1 corrigée de la pièce EBM-26, qui était l'Annexe E
2 des critères de fiabilité.

3

4 E-3 (HQD) : Déposer une version corrigée de la
5 pièce EBM-0026 (Annexe E des critères
6 de fiabilité)

7

8 LE PRÉSIDENT :

9 Maître Hamelin, bonjour.

10 Me PAULE HAMELIN :

11 Bonjour, Monsieur le Président. Paule Hamelin pour
12 Énergie Brookfield Marketing. Il y a juste un
13 aspect qui me chicote dans tout ça. On vient parler
14 tout de suite d'un réinterrogatoire qu'on a discuté
15 avec monsieur Dufresne. Je trouve ça encore un peu
16 particulier, là. On est dans un contexte de contre-
17 interrogatoire. Maître Fraser, outre les
18 engagements, ne devrait pas avoir à s'adresser à
19 ses témoins.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Écoutez, Maître, je lui ai permis, parce que je
22 pense que plus on a l'information rapidement...

23 Me PAULE HAMELIN :

24 Oui, tout à fait.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 ... plus les gens peuvent agir et en prendre
3 compte. C'était, je pense, un... On a juste dit
4 qu'un chiffre n'était pas le bon. Et donc vous
5 allez avoir le bon chiffre, il va être déposé, je
6 pense, dans la journée. Et je pense que vous allez
7 pouvoir plus facilement, avec vos experts, pouvoir
8 en discuter. Je ne pense pas qu'il y a des gros
9 écueils ici à la procédure et aux règles d'équité,
10 Maître Hamelin.

11 Me PAULE HAMELIN :

12 Non, je suis d'accord avec le résultat, Monsieur le
13 Président, mais je veux juste m'assurer qu'on...
14 parce qu'on agit avec toutes les mêmes règles.
15 Alors, je voulais juste m'assurer que ça valait.
16 Merci.

17 LE PRÉSIDENT :

18 J'en prends bien note. Et je pense que maître
19 Fraser est tout aussi soucieux...

20 Me PAULE HAMELIN :

21 Parfait.

22 LE PRÉSIDENT :

23 ... que l'ensemble des procureurs que ce dossier-là
24 chemine correctement et arrive à bon port avec une
25 décision de notre part.

1 Me PAULE HAMELIN :

2 Parfait. Merci.

3 (9 h 12)

4 LE PRÉSIDENT :

5 Merci. Bonjour, Maître Turmel. Comment allez-vous?

6 Me ANDRÉ TURMEL :

7 Ça va très bien. Et vous, Monsieur le Président?

8 Bonjour.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Pas si pire.

11 Me ANDRÉ TURMEL :

12 Bonjour, Madame la Régisseuse. Bonjour, Monsieur le

13 Vice-Président. André Turmel donc pour la FCEI.

14 Merci, premièrement à la Régie de nous avoir

15 accommodés dans l'horaire. On a noté, c'était bien

16 apprécié. Et on a récupéré, j'allais dire femme et

17 enfant, au moins l'expert et il est arrivé à bon

18 port.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Il est arrivé dans un colis express, c'est ça?

21 Me ANDRÉ TURMEL :

22 Tout à fait.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Bonjour.

25

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 Bien, il est arrivé tard hier soir ou tôt cette
3 nuit, mais son arrivée est utile parce que je ne
4 pense pas avoir deux heures, je vais peut-être
5 descendre un peu parce qu'on avance deux heures.
6 Alors tout cela est bien utile.

7 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL :

8 Q. [2] Alors bonjour aux témoins. En commençant je
9 vous demanderais, on va travailler avec
10 principalement ce matin, bon, la preuve principale.
11 On va aller, si vous voulez bien, à la pièce
12 B-0004, soit la pièce HQD-1, Document 1, l'annexe
13 A. Donc, B-0004, votre preuve principale, HQD-1,
14 Document 1, l'annexe A à la page 21. Petite
15 question de clarification. Vous me dites quand vous
16 y êtes.

17 Alors dans ce... à cette page, on y montre
18 un tableau qui indique la « Quantité de production
19 éolienne installée en service commercial et sous-
20 contrat avec Hydro-Québec Distribution », tel qu'il
21 était en date du trente et un (31) mai deux mille
22 treize (2013). J'attire votre attention à la
23 rubrique janvier deux mille quatorze (2014) où on
24 voit deux mille deux cent huit mégawatts (2208MW).
25 Vous voyez bien ça, Monsieur Dufresne?

1 M. STÉPHANE DUFRESNE :

2 R. Oui.

3 Q. [3] Nous avons consulté le site d'Hydro-Québec,
4 bien le quinze (15) janvier, mais encore ce matin,
5 et on notait que c'était plutôt deux mille cent
6 quatre-vingt-sept virgule deux mégawatts (2187,2MW)
7 qui apparaîtrait. On essayait de comprendre.

8 R. C'est possible, là. Je veux dire...

9 Q. [4] Oui. Non, mais c'est ça. Et, bon, vous
10 confirmez.

11 R. Deux mille cent quatre-vingt-sept (2187), deux
12 mille deux cents (2200) c'est pas mal pareil.

13 Q. [5] Oui. Bien, il y a quand même vingt-cinq
14 mégawatts (25MW) ou presque. Je veux savoir si le
15 chiffre normalement, là...

16 R. Bien, ce qui arrive c'est que dans les mises en
17 service parfois il y a quatre-vingt-cinq pour cent
18 (85 %) ou quatre-vingts pour cent (80 %) qui est
19 mis en service. Est-ce qu'il y a des critères? Je
20 ne me souviens plus exactement le pourcentage
21 exact, quatre-vingts (80). Il y a un minimum que
22 les fournisseurs doivent mettre en service en
23 termes d'éolienne, donc c'est un minimum. Puis ça
24 peut être quatre-vingt-quinze (95) qu'ils peuvent
25 mettre en service, mais le reste va être mis en

1 service dans les prochains mois, prochains...

2 prochains jours. Donc, c'est sûrement

3 l'explication, là, il n'y a pas...

4 Q. [6] O.K., parfait.

5 R. Ce n'est pas un parc, je peux vous confirmer qu'il

6 n'y a pas un parc qui est retardé de deux, trois

7 ans.

8 Q. [7] O.K., parfait. Et en conséquence donc, en lieu

9 et place du deux mille deux cent huit (2208) on

10 pourrait lire le deux mille cent quatre-vingt-sept

11 (2187) et ça serait exact, ce n'est pas ça qui

12 change la donne du critère?

13 R. C'est sûr que dans les faits, c'est ça, c'est les

14 données qu'on a établies au trente et un (31) mai.

15 Lorsqu'on fera l'appel d'offres on va les

16 rafraîchir, évidemment. Puis ça va être quand les

17 fournisseurs vont opérer le service, bien ça va

18 être très à jour. Ne vous inquiétez pas.

19 Q. [8] Très bien. Je vous remercie.

20 Maintenant si vous voulez, on va aller dans

21 les demandes de renseignements de la Régie de

22 l'énergie. C'était la demande DDR numéro 1, la

23 pièce B-0016, à la page 12. À la page 12, on

24 voit... Donc de HQD-2, Document 1, c'est donc la

25 pièce B-0016. On y voit un tableau indiquant,

1 tableau 4.1.3-B, un tableau indiquant la variation
2 des valeurs de production d'heure en heure qui
3 indique, bon, le suivi de la charge. Le tableau est
4 donné là, excusez-moi. Hier, je sais qu'on a... il
5 y a eu un petit échange entre procureurs et la
6 Régie et HQ sur qu'est-ce qui était ou pas asservi
7 au réglage fréquence-puissance. Mais ici, on a une
8 liste, alors je ne demande pas de nouvelle liste.

9 Quand je regarde la liste des centrales au
10 tableau 4.3.1-B, je vois, Monsieur Dufresne, je
11 m'adresse à vous, je pense que vous êtes le... Je
12 vois une liste de centrales, là, Brisay, Laforge 2,
13 Laforge 1, LG-4, LG-3. Et dans le second tableau
14 LG-2A, 2C, LG-1, Eastmain 1, Eastmain 1A et
15 Sarcelle C. Est-ce que je comprends, juste me
16 confirmer que ces centrales-là sont normalement
17 asservies au réglage fréquence-puissance RFP.

18 M. PIERRE PAQUET :

19 R. C'est exact.

20 Q. [9] D'accord. Est-ce qu'il y a d'autres centrales
21 qui n'apparaissent pas sur cette liste qui sont
22 asservies à RFP

23 R. Il y a d'autres centrales qui sont effectivement
24 asservies au RFP.

25 Q. [10] Pourriez-vous simplement me les nommer, vous

1 qui connaissez ça presque par coeur, si vous le
2 savez?

3 R. On a...

4 Me ÉRIC FRASER :

5 Excusez-moi, Monsieur le Président.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Oui, Maître Fraser.

8 Me ÉRIC FRASER :

9 On a discuté de tout ça hier.

10 Me ANDRÉ TURMEL :

11 Oui.

12 Me ÉRIC FRASER :

13 On a discuté de tout ça. On a identifié les
14 centrales qui n'étaient pas asservies. Je
15 demanderais à mon confrère de me préciser là où il
16 s'en va compte tenu que le débat a été à peu près
17 vidé hier.

18 Me ANDRÉ TURMEL :

19 Oui. J'ai regardé bien attentivement hier. Hier,
20 l'objection portait sur la liste qu'on devait
21 fournir. Là je ne demande pas une liste, je demande
22 s'il a l'information, ce qui est une nuance, d'une
23 part. Et la pertinence, parce que mon confrère va
24 sans doute me demander pourquoi je demande ça.
25 C'est que donc, la preuve de la FCEI avec son

1 expert a pris pour acquis qu'une série de centrales
2 étaient asservies ou pas. Et, à la limite, je
3 pourrais demander si vous avez eu la preuve de la
4 FCEI, est-ce que la prémisse de départ de l'expert
5 Marcel-Paul Raymond à l'égard - excusez-moi - à
6 l'égard des centrales qui sont identifiées sont bel
7 et bien asservies ou pas. Si vous avez
8 l'information.

9 R. En fait, vous avez fait un long préambule.
10 Pourriez-vous me dire quel est le sens de votre
11 question?

12 Q. [11] Bien, je vous ai posé la question tout à
13 l'heure. Vous avez confirmé que les dix (10)
14 centrales qui sont là sont asservies. C'est clair.
15 Vous m'avez dit qu'il y avait d'autres centrales
16 asservies qui n'étaient pas sur cette liste-là. Ça
17 va?

18 R. Ça va jusque-là, effectivement.

19 (9 h 19)

20 Q. [12] Alors je vous demande ce que vous avez
21 d'information. Est-ce que vous pouvez nous indiquer
22 quelles sont les autres centrales?

23 R. En fait, nous avons d'autres centrales qui sont
24 asservies au RFP. Cette liste-là je ne sais pas
25 s'il est d'intérêt. Elle est bien sûr disponible,

1 ce sont les affichages avec lesquels on exploite le
2 réseau. Je n'ai pas cette liste-là à ma disposition
3 ici. Je crois qu'on a déjà indiqué hier que ce
4 n'était peut-être pas de l'intérêt de déposer cette
5 liste-là. Si c'était le cas, j'en disposerai.

6 LE PRÉSIDENT :

7 On est toujours sur une objection?

8 Me ÉRIC FRASER :

9 Oui.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Oui. Alors est-ce que vous avez complété sur
12 l'objection de maître Fraser?

13 Me ANDRÉ TURMEL :

14 Non. Si vous permettez un instant, je vais
15 parler... Bien voilà, la pertinence c'est que la
16 preuve technique importante de monsieur Raymond, je
17 pense, sur cette question-là présume qu'il y a
18 d'autres centrales asservies au-delà de cette
19 liste-là. Alors on veut... Je sais bien que mon
20 confrère va me dire on n'est pas ici pour faire la
21 preuve des... des intervenants. Mais il y a quand
22 même c'est une information disponible nous dit-on.
23 Ce n'est pas dans le champ, c'est carrément en lien
24 avec la preuve de l'expert. C'est une prémisse qui,
25 peut-être, si on nous fournit la liste puis ça va

1 peut-être faire en sorte de rendre une partie de la
2 preuve erronée de monsieur Marcel-Paul Raymond, on
3 ne sait pas, mais à ce stade-ci ça apparaîtrait
4 raisonnable de le demander.

5 Me ÉRIC FRASER :

6 Monsieur le Président, ma réponse va être encore
7 meilleure que ça. On l'a dit qu'il y avait d'autres
8 centrales qui étaient asservies.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Écoutez, on maintient la réponse qu'on a donnée
11 hier. Pour nous ce n'est pas pertinent à ce stade-
12 ci. Le témoin a effectivement, comme dit maître
13 Fraser, dit : « Oui, il y a d'autres centrales. »
14 Alors prenez ça comme une présomption avérée puis
15 développez.

16 Me ANDRÉ TURMEL :

17 O.K. Merci, Monsieur le Président.

18 (9 h 21)

19 Me ANDRÉ TURMEL :

20 Q. [13] Good morning, Mr. Hanser. Sorry to wake you up
21 or to... okay, I knew you weren't sleeping... okay.
22 Good morning, sir, so a couple of questions to
23 build on what was previously asked to you yesterday
24 on your experience in this kind of file. So I
25 understood from your testimony yesterday that, you

1 said you did work for a utility?

2 Mr. PHILIP Q. HANSER:

3 A. Yes.

4 Q. [14] Sacramento something?

5 A. Yes, Sacramento Municipal Utility District.

6 Q. [15] And what exactly did you, was that as a
7 consultant or as an employee?

8 A. Employee.

9 Q. [16] Okay. And what exactly have you done there, if
10 you could explain?

11 A. I... a variety of things. I was originally hired in
12 Forecasting, and then I was drafted into Resource
13 Planning and helped develop their resource plan for
14 their facilities. Their Transmission engineers used
15 me initially for helping them with forecasting the
16 loads on the transmission system, and they asked me
17 if I would assist them in running the load flow
18 models on the transmission system, because I had
19 some experience in terms of the mathematics
20 underlying load flows.

21 And then, after that, we assisted in rate
22 design; I designed their first marginal cost base
23 rate, and I did their second marginal cost base
24 study, based on the resource plan we had developed.
25 I served as an expert witness before the California

1 Energy Commission on behalf of Sacramento Municipal
2 Utility District. I also served as a representative
3 for the California Public Utilities Commission, in
4 a manner, let's see... I assisted Distribution
5 engineers in running a model called Acorn, which
6 determines what the distribution system can take,
7 and assisted them in their planning.

8 And we also assisted the SCADA Operations
9 people in developing a system for assessing the
10 status of the transformers and the general
11 communications systems at SMUD.

12 Q. [17] Thank you. So I heard lots of words with
13 respect to planning, transmission, distribution,
14 generation, but I did not hear that, if I
15 understand well, that you did manage a hydro-
16 electric generation system, am I right?

17 A. Well, SMUD had a... the operation of that system
18 was part of our overall resource plan, so SMUD, as
19 a system, had a six hundred and forty-nine megawatt
20 (649 MW) hydro-electric facility on the North floor
21 of the American river, and it had a nuclear plant,
22 Rancho Seco, and so, the timing and the capability
23 of that plant and its integration with the nuclear
24 plant was key to the overall resource planning.
25 So...

1 Q. [18] But... okay.

2 A. So, those operational capabilities were part of the
3 overall resource plan that we developed.

4 Q. [19] Okay, but did you personally manage such a
5 hydro-electric generation system?

6 A. No.

7 Q. [20] Okay. Neither at Sacramento nor after that
8 experience throughout your career?

9 A. No.

10 Q. [21] Okay. And I understand that, of course, you
11 did not work as such with Hydro-Québec generation
12 system?

13 A. No.

14 Q. [22] Okay. Now I refer you to an answer you gave to
15 B-0017, which is answers to the EBM Information
16 Request. Alors B-0017, HQD-2, Document 3.2; they
17 may refer you to that, sir; question 2.1. Let me
18 know when you have the... question, excusez-moi,
19 question 21.1, O.K.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Vous êtes dans quel document, Maître?

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 C'est dans, donc, la DDR de, aux réponses de EBM.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Aux réponses de EBM?

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 DDR EBM, oui, excusez-moi, là, c'est monsieur
3 Hanser qui répondait aux DDR de EBM, c'est ça;
4 c'est la pièce B-0017.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Merci.

7 Me ANDRÉ TURMEL :

8 Excusez-moi. Marshall, excusez-moi, oui, c'est
9 des... questions from Mr. Marshall to... bon.

10 A. I have it.

11 Q. [23] It's okay, sir... okay. So at that, at 21.1,
12 the question stated,

13 21.1 Please confirm that the base
14 scenario included no wind and
15 determined only the balancing reserves
16 needed to balance the total system
17 load. If not, please explain.

18 And then, you offer that answer,

19 No, the base scenario included
20 currently installed wind capacity.

21 And then, you give a source of a study:

22 ([...] Idaho Power Company, Wind
23 Integration Study Report, February
24 2013).

25 So could you, and I brought the study with me...

1 (9 h 27)

2 Q. [24] I would just ask if you could indicate to me
3 where you... if you could pinpoint to me where, in
4 that study, such affirmation was made?

5 A. I have on page 6.

6 Q. [25] Oui. Sorry, sir...

7 LA GREFFIÈRE :

8 Ça va être la pièce C-FCEI-0017.

9

10 C-FCEI-0017: Wind Integration Study Report from
11 Idaho Power and dated February 2013

12

13 Q. [26] Une couple additionnelle...

14 A. So at page 6, in the middle of the page, it says
15 « Study Design » and it says, quote:

16 The study employed the following two-
17 scenario design:

18 - Base scenario for which the system
19 was not burdened with the incremental
20 balancing reserves necessary for
21 integrating wind.

22 Q. [27] But okay. Thank you for your answer. So of
23 course, and if I read properly, it says that the
24 base scenario for which the system was not burdened
25 with the incremental balancing reserves necessary

1 for integrating wind and that, for you, this is the
2 same as the base scenario includes currently
3 installed wind capacity. Is that what you mean?

4 A. Yes.

5 Q. [28] Okay. Thank you. Alors maintenant on va
6 retourner, donc, avec les gens d'Hydro-Québec, on
7 reviendra à monsieur Hanser plus tard. Si vous
8 voulez bien, à la pièce B-0016, donc au DDR numéro
9 1, pièce B-0016, HQD-2, Document 1, page 17. Donc à
10 cette DDR, question 4.4, à la page 17, on
11 mentionne, la question était la suivante :

12 Veuillez indiquer comment le
13 Distributeur évaluera si le prix
14 soumis par le fournisseur pour
15 l'intégration éolienne est raisonnable
16 compte tenu du coût assumé par le
17 fournisseur pour rendre ce service,
18 lequel coût pourrait tenir compte de
19 la possibilité pour les fournisseurs
20 d'équilibrer, en même temps que la
21 variabilité de la production éolienne,
22 la variabilité d'autres éléments tels
23 que d'autres sources de production, la
24 charge et les échanges sur les
25 interconnexions.

1 Là, la réponse que vous offrez est la suivante :

2 Le Distributeur ne dispose pas
3 d'information sur les coûts assumés
4 par les soumissionnaires potentiels
5 pour fournir le service d'intégration
6 éolienne.

7 Toutefois, le témoignage de l'expert
8 retenu par le Distributeur fournit
9 quelques indications sur les coûts
10 associés à la fourniture d'un service
11 d'équilibrage limité à la gestion des
12 variations intrahoraires de la
13 production éolienne.

14 Et là, vous terminez en disant :

15 Les coûts présentés couvrent donc un
16 service plus restreint que le produit
17 recherché par le Distributeur.

18 Dans les faits, Monsieur Dufresne, ce qu'on veut
19 savoir en pratique, comment allez-vous déterminer
20 si les prix ultimement déposés par les
21 soumissionnaires sont justes et raisonnables?

22 M. STÉPHANE DUFRESNE :

23 R. Bien, premièrement on va avoir, on l'espère à tout
24 le moins, avoir plus qu'une offre, donc on va
25 pouvoir former une combinaison, mais comme vous le

1 savez, ce produit-là, ce n'est pas un produit
2 standard, ce n'est pas un produit qu'on va pouvoir
3 baliser sur les marchés. Ce n'est pas nouveau, là,
4 ce n'est pas une grande nouveauté qu'on découvre
5 aujourd'hui.

6 Donc ce qu'on a mentionné ici c'est que,
7 c'est clair que pour nous, les fournisseurs ne
8 dévoileront pas leur structure de coûts, là. Il
9 n'est pas... il n'y a aucun appel d'offres où ça a
10 été le cas. Ça ne sera pas encore ici. Ce qu'on
11 sait par contre, c'est que les services qui sont,
12 monsieur Hanser, dans son rapport, fait état de
13 services qui effectivement ne couvrent seulement
14 que la partie intrahoraire alors que nous, ça va
15 au-delà de ça. Donc c'est intrahoraire, c'est en
16 tout temps, là. En plus, c'est une planification,
17 c'est utile pour la planification hebdomadaire,
18 mensuelle, annuelle et multi-annuelle. Et en plus,
19 ça nous procure aussi de la garantie de puissance,
20 donc une énergie et puissance garanties en hiver.

21 Donc, c'est certain que la plus grande
22 difficulté qu'on pourrait avoir ça sera de trouver
23 un produit comparable. Il n'y en a pas. Sur le
24 marché, il n'y en a pas présentement. Les seuls, je
25 pourrais dire, les « proxy », les choses qui se

1 rapprochent un peu de ça, c'est justement l'étude,
2 là, que monsieur Hanser a faite mais évidemment, on
3 ne se limitera pas à ça. On va essayer de tenter de
4 voir s'il n'y a pas d'autres produits, pas
5 similaires parce que pour l'instant on n'en a pas
6 trouvé, puis si vous en avez à nous suggérer, je
7 vous invite à les présenter, mais pour le produit
8 tel qu'on a, il n'y a pas de comparables sur le
9 marché. Mais, évidemment, il y a des façons de
10 faire des comparables avec des produits qui sont à
11 tout le moins plus restrictifs, c'est ce qu'on
12 disait ici. Les tarifs, les services qui sont
13 disponibles ne sont pas de la même nature.

14 Q. [29] Donc si le producteur, ou un fournisseur, par
15 exemple ce qui pourrait être le producteur, HQP,
16 appelons-le comme ça, vous arrive avec une offre de
17 dix dollars (10 \$) le mégawattheure, vous êtes un
18 peu désarmés, vous n'avez pas, et que c'est la
19 meilleure offre disons, ou c'est l'offre qu'ils
20 acceptent, vous êtes désarmés, vous êtes obligés de
21 l'accepter? Vous n'avez pas de comparable.

22 M. HANI ZAYAT :

23 R. Dépendamment des offres qu'on va recevoir, on
24 pourra juger de la raisonnablement des coûts au
25 moment où les offres seront reçues mais ce qu'on

1 dit, c'est qu'on est dans un processus où on espère
2 avoir plus qu'une offre; donc déjà en soi, il
3 devrait y avoir une base de comparaison. Il y a
4 cette première référence donc, à l'intérieur de
5 l'appel d'offres. Il y a une deuxième référence qui
6 est un balisage que monsieur Hanser a fait et que
7 donc, qui nous donne des indications pour des
8 produits pas aussi complets mais qui donnent une
9 indication de ce que ça peut être. On a aussi
10 l'entente d'intégration qui est en vigueur, qui est
11 en soi aussi une troisième balise. Ceci dit, si
12 votre question c'est, est-ce qu'on s'attend à ce
13 que les fournisseurs de services déposent leur
14 structure de coûts? Non, on ne s'y attend pas. Ce
15 n'est pas une demande du... Je ne pense pas que ce
16 soit une demande raisonnable, ni dans cet appel
17 d'offres, ni dans aucun appel d'offres du
18 Distributeur.

19 Q. [30] Donc HQD ne possède aucune information sur les
20 coûts assumés par les soumissionnaires potentiels,
21 notamment le producteur à ce moment-ci pour
22 fournir... Il n'y a nulle part chez HQD en ce
23 moment de l'information interne, je dirais, sur...
24 parce que c'est une chose d'avoir l'information à
25 l'interne et de la rendre publique, là, mais à

1 l'interne, HQD n'a pas...

2 R. HQD ne possède pas, ne connaît pas la structure de
3 coûts d'HQP ou de n'importe quel autre producteur
4 électrique au Québec. On ne possède pas les
5 structures de coûts des autres entreprises, des
6 autres unités.

7 Q. [31] Des études qui ont été déposées dans le cadre
8 de l'avancement du plan d'approvisionnement deux
9 mille dix-huit, deux mille dix-sept (2018-2017),
10 là, notamment celles qui portent sur les études sur
11 l'impact... le service de régulation de la
12 fréquence, service de réglage de production qui
13 subit la charge et la provision pour aléas, est-ce
14 que ça, ça peut être utile aux fins de vous
15 donner...

16 M. STÉPHANE DUFRESNE :

17 R. De quelle étude vous parlez, excusez-moi?

18 Q. [32] Bien ce sont des études qui ont été déposées
19 dans l'état d'avancement, je pourrais vous donner
20 la cote...

21 R. L'état d'avancement deux mille neuf (2009)?

22 Q. [33] Oui, bien de...

23 R. Les études qu'on parle depuis hier, là?

24 Q. [34] Oui, c'est ça.

25 R. Les quatre études?

1 Q. [35] Oui.

2 R. Bien c'est des aspects techniques. Il n'y a pas de
3 tarification dans ces études-là, là. Excusez-moi.
4 C'est une étude qui présente les impacts de
5 l'éolien sur le réseau, ce n'est pas une étude qui
6 présente des tarifs ou des coûts.

7 Q. [36] Et est-ce que c'est la même chose pour, vous
8 avez donné une étude, là, de l'IREQ, en réponse à
9 la question 15.1, pièce B-0020. B-0020, donc c'est
10 HQD-2, Document 4, question 15... bien réponse
11 15.1, question 15.1.

12 R. C'est la même chose. C'est une étude qui présente
13 des impacts.

14 Q. [37] Donc on est d'accord qu'il n'y a aucune étude,
15 comment dire, outre celles qui sont techniques, il
16 n'y a aucune étude d'ordre tarifaire ou relative
17 aux coûts qui ont été consultées?

18 M. HANI ZAYAT :

19 R. Je pourrais peut-être revenir sur les... On est
20 dans un univers où on est dans des ententes
21 commerciales avec des parties qui sont distantes.
22 On est soit dans un processus d'appel d'offres,
23 dans un processus d'indication. On peut avoir
24 toutes sortes d'indications pour juger de la
25 raisonnabilité des offres qu'on reçoit. On peut se

1 baser sur certaines indications, des indications de
2 marché. On peut faire des « proxy » pour pouvoir
3 baser, dire... pour pouvoir juger de la
4 raisonnablement d'un coût et c'est ce qu'on fait
5 dans les exercices habituels, là, que ce soit même
6 dans les appels d'offres éoliens. C'est sûr que là
7 aussi, il y a une concurrence. On regarde les
8 offres, on regarde les meilleures combinaisons et
9 on regarde un petit peu aussi la raisonnablement des
10 offres qu'on reçoit par rapport à ce qui se fait
11 ailleurs. Mais de là à dire qu'on a une structure,
12 les structures des coûts qui... en arrière de ça,
13 ça ce n'est pas le cas.

14 Q. [38] Et ce que...

15 R. On peut vous comparer avec l'entente globale de
16 modulation. On avait établi certaines bases de
17 comparaison dans le fond. On a essayé d'utiliser
18 des « proxy » encore une fois pour dire à quoi
19 pourrait... comment pourrait se justifier ce prix-
20 là ou comment pourrait se décliner ce prix-là. Mais
21 il s'agit évidemment de « proxy » qui permettent de
22 trouver une façon de juger de la raisonnablement des
23 offres reçues.

24 Q. [39] Et je comprends donc qu'en l'absence de telles
25 données ou de telles études, le rapport d'expert de

1 monsieur Hanser et les « approved wind integration
2 rates » qu'il a déposé, là, à la page 23, le
3 tableau qui a été déposé plus tôt lors de la
4 présentation PowerPoint, c'est un peu, là, votre...
5 j'allais dire, pas votre bouée de sauvetage, mais
6 c'est un peu une des seules... un des seuls
7 éléments sur lesquels vous avez de l'information à
8 ce stade-ci?

9 (9 h 39)

10 R. Je vous rappelle qu'à ce stade-ci, on est en train
11 de définir le service, on n'est pas en train de
12 juger de la raisonnablement d'un contrat qu'on
13 dépose. On n'est pas en train de défendre une
14 entente et je ne suis pas en train de défendre un
15 prix que je n'ai pas. Peut-être que les résultats
16 de l'appel d'offres vont être meilleurs que le
17 tableau de monsieur Hanser, peut-être qu'ils seront
18 pires. Je pense qu'on aura l'occasion d'en
19 reparler, les éventuels contrats sont sujets à
20 approbation par la Régie. Donc, j'imagine qu'il va
21 y avoir un autre rendez-vous où on pourrait avoir
22 ce débat-là et juger de la raisonnablement des
23 ententes qu'on aura signées. Puis si jamais vous
24 êtes intéressés, vous pourrez, j'imagine, accéder
25 au forum.

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 Q. [40] Moi-même personnellement je ne peux pas vous
3 dire, mais... Merci.

4 Mr. Hanser, coming back to you now, and
5 using your... going back to your written testimony
6 at page 23, in fact in the table 3, where you list
7 a non-market intrahour wind integration rate
8 summary; so, we see from this table utilities with
9 install capacity and rates that are being used here
10 for the discussion. So, are you of the view that
11 those... this information should be... should serve
12 or should be used to help HQD to gather if the cost
13 that they will incur will be reasonable or not,
14 should it be used?

15 Mr. PHILIP Q. HANSER:

16 A. I don't know how HQD wishes to use it. I mean,
17 there are series of rates for the utilities that we
18 found, you know, adjudicated rates for. These are
19 all rates that are based on, you know, proceedings
20 and whatever else, and determinations that these
21 were reasonable. I don't know, it's up to HQD in
22 terms of how it wishes to use the information. I
23 certainly wouldn't dictate to it how it wants to
24 use it.

25 HQD is in a slightly different situation

1 because these are all essentially cost of service-
2 based rates that were set up, and I don't know that
3 a cost of service-based rate would be the basis for
4 which a bid contract would be set up for any
5 supplier of these services for HQD.

6 So, I don't know to the extent to which
7 they could be used, but they're indicative of what
8 cost-based rates have been set up in jurisdictions
9 in the United States.

10 Q. [41] And you don't know, is that part also because,
11 if I'm not mistaken, you did not perform any study
12 with respect to the way Hydro-Québec system is
13 being operated, am I right?

14 A. No, that's not the point. The point is, is that
15 if... and I don't know who is going to be providing
16 the service, but Hydro-Québec is surrounded by
17 several markets, and so, to the extent, anybody
18 would provide the service, they provide the service
19 probably in respect to what they could provide
20 similar services for, and these are the markets.
21 And so, they would undoubtedly think about the
22 opportunity cost associated with providing such a
23 service to HQD in comparison to their opportunities
24 in other markets.

25 So, that's why, and that situation would

1 not be essentially a cost of service-based rate
2 tariff, because those other markets exist and they
3 don't operate on cost of service-based tariffs. So,
4 that would be a consideration that's different
5 about a service that would be provided to HQD and
6 they'd probably provide it in this situation.

7 Q. [42] Okay. But to prepare the study in doing this,
8 your written testimony, did you perform any study
9 with respect to the way Hydro-Québec system,
10 distribution system is being operated?

11 A. I did not think that was relevant.

12 Q. [43] I'm just asking if you did so.

13 A. No.

14 Q. [44] Okay. And now, going back to the five
15 utilities that are being listed here, so have you
16 conducted any study behind the comparison between
17 Pudget Sound Energy, PSE, and Hydro-Québec system?

18 A. I don't know what you mean in terms of
19 comparability. Those are both, PSE and... these
20 systems, primarily in the Northwest, have typically
21 significant portions of their generation from
22 hydroelectric generation. And to that extent, there
23 is that amount of similarity. Northwestern might be
24 an exception because it probably has the least
25 amount of hydro of all of them. But, I mean, these

1 are all essentially Pacific Northwest utilities.

2 Q. [45] Okay. I gather that this is kind of a
3 generality. I mean, the fact, the question is, have
4 you conducted any specific study? In Northwest,
5 they got wind and water reservoirs, so that's
6 great. I know that myself. But have you, for each,
7 for BPA and Hydro-Québec, drawing comparison, are
8 you performing a study here, for the sake of this
9 written testimony?

10 (9 h 45)

11 A. Well, it happens, it just so happens that all the
12 utilities for which I was able to obtain
13 adjudicated rates on their integration services all
14 turned out to be in the Pacific Northwest and they
15 all happened to be in those hydro situations. I did
16 not specifically go and try to search out, you
17 know, a hydro situation per se, it just so happens
18 to be, that's the way it was. I didn't try to make
19 a precise comparison of Hydro-Québec and its
20 operations, but it so happens, by the virtue of the
21 way the data arose, there is a situation in which
22 they have hydroelectric facilities in a substantial
23 amount, and they have a substantial penetration of
24 wind.

25

1 Me ANDRÉ TURMEL:

2 Q. [46] Do you know what is the installed capacity
3 with respect, installed hydroelectric capacity for
4 Westar?

5 A. I have it somewhere, but I don't know, I'd have to
6 go look it up. I don't have it on me, I'd have to
7 go do a little look to see what it was.

8 Q. [47] Okay.

9 A. Westar is, and actually, Westar is in the mid-West,
10 it has essentially no hydro facilities. I'm sorry,
11 Westar... the one utility -- I'm sorry -- is the
12 one utility that we found that has a, essentially
13 no hydroelectric facilities, and it's in Kansas. I
14 could say something from the Wizard of Oz, but I
15 won't. The... and so that's the one utility that
16 doesn't, that doesn't have any, essentially any
17 hydro facilities.

18 Q. [48] If you would have to make a comparison between
19 Idaho Power's system and the one that we have in
20 Quebec, how would you explain it?

21 A. Well, I don't think there's anybody in, I think,
22 practically the entire world who has quite the same
23 system as Hydro-Québec, and so your system is
24 ninety-nine percent (99%) hydro, I think that's the
25 number that I've got in here. I don't know of any

1 system that's ninety-nine percent (99%) hydro. The
2 closest that I know of, of a system that was nearly
3 that was EDF for a... I'm sorry, Electricité de
4 France, which was, I think at the most, at one
5 point, seventy-five percent (75%) hydro, and the
6 remainder was nuclear.

7 So Hydro-Québec's system is quite unique
8 and very different from any other system that I
9 know of, essentially in the world. So I could, to
10 make comparisons, this is very hard because if
11 you're the only one, it's sort of hard to make, you
12 know, quite comparisons that way.

13 Q. [49] I think in Scandinavia, they have sort of the
14 same...

15 A. They're a mixture of oil, actually.

16 Q. [50] I've been told that so...

17 A. They're a mixture of oil, natural gas and hydro.

18 Q. [51] Okay.

19 A. They have a large hydro facility, but it's not
20 anywhere the same operation as it is in Hydro-
21 Québec. The other issue there is that they're not
22 DC-interconnected to the parties around them, they
23 in fact have, are part of a large interconnected
24 system up in Scandinavia that's well, quite well
25 known.

1 Q. [52] Okay, so I gather from your answers that you
2 cannot, given what you answered, draw any
3 comparison between Idaho Power and Hydro-Québec's
4 system, nor you would make the same comparison
5 between BPA and Hydro-Québec's system, am I right,
6 is that fair?

7 A. I guess what I'm just pointing out is, these are
8 rates that were developed for systems that had high
9 percentages of hydro, hydroelectric facilities, and
10 who had high penetrations of wind; to the extent
11 that that's as close as a comparison that I can
12 draw to what's the case for Hydro-Québec, that's
13 the situation that is...

14 Q. [53] Okay. Do you know how Idaho Power did evaluate
15 their costs to integrate the wind energy?

16 A. I'd have to go back and look at their study, and
17 offhand, I don't remember exactly how they did it.

18 Q. [54] Do you know how BPA did it?

19 A. Yes, they, well, BPA did not publish the study as
20 to exactly how they did it, and so they had a
21 proceeding in which they announced their rate, and
22 then there was an adjudication around the rate, and
23 they never really fully described or produced a
24 report which described how BPA in fact did the
25 rate. That was something of a consternation to the

1 people who were in the proceeding, frankly.

2 Q. [55] Are you aware if both Idaho Power or BPA did
3 perform any study to arrive to a published or a
4 regulated price?

5 A. Well, I believe, you just handed me...

6 Q. [56] Yes.

7 A. ... the Wind Integration Study Report by Idaho
8 Power, so there is certainly at least one published
9 study. But BPA, I don't believe, if I remember
10 right, ever did publish a formal report, they
11 simply provided evidence in the proceedings...

12 Q. [57] Given that... sorry.

13 A. ... and that was the extent to which they provided
14 information.

15 Q. [58] Given that Idaho Power did perform such study,
16 that we just tabled and you just referred to, do
17 you think it would be a good idea for Hydro-Québec,
18 HQD, or the Régie to order HQD to do such a study?

19 A. Well, I don't, I don't think that that's quite
20 comparable. I mean, the issue is that, Idaho Power
21 is an integrated utility, it owns all of its own
22 generation, it owns all of its facilities, they're
23 a purchaser of power from BPA, and so I don't know
24 how HQD would do such a study, in the sense that
25 you would have to charge somebody else with that,

1 because it's a purchaser of electricity, it's not a
2 generator of electricity.

3 Idaho Power was able to perform the study
4 because it ran generation, it knew what the costs
5 of its generation, you know, were and so, and it
6 saw the impact on its operation. And I don't know
7 how HQD would do that. You could possibly charge
8 HQP, or if you wanted some other party to come in
9 and do it, but I don't think that that's possible
10 for HQD. But I shouldn't speak for HQD, HQD should
11 speak for itself in this regard...

12 (9 h 52)

13 Q. [59] You're the expert here, and I'm just, I'm
14 asking my question again. You offered me an answer
15 saying it would be difficult, and I'm asking you --
16 do you think, you're an expert here, that HQD, or
17 the Régie should, it would be a good idea to make
18 such a study? Put aside the difficulty that could
19 come down the road is that a good idea to perform a
20 study, you live in the world of studies?

21 A. More than you'd believe. I can't make a judgement,
22 I hate to use the word "should" on anything, I
23 think that's a determination the Régie would have
24 to make in terms of what it wants to do. That's not
25 my position to take.

1 Q. [60] Okay, revenons à... Thank you, sir. We may
2 come back to you later. Donc à la pièce B-0016,
3 HQD-2, Document 1, pages 20 et 21, la question 6.2,
4 on vous posait différentes questions sur, bon,
5 l'expérience des FU réels et des parcs actuellement
6 en service.

7 Veuillez fournir une estimation du FU
8 global de l'énergie qui sera livré
9 pour les parcs qui seront en service
10 en 2015.

11 Et dans le cadre de votre réponse, dans le deuxième
12 paragraphe, je suis à la moitié du paragraphe, vous
13 dites, bon, vous donnez :

14 Le Distributeur tient à rappeler que
15 la puissance installée sera à tel, tel
16 niveau jusqu'en 2015.

17 Et là, je vous cite :

18 Étant donné les mises en service
19 importantes pour la période 2013 à
20 2015, il serait inopportun d'estimer
21 les FU attendus sur la base
22 d'historiques disponibles.

23 La question qu'on peut vous poser, c'est pour les
24 parcs en service, qui sont quand même déjà en
25 service depuis au moins plus qu'une année, est-ce

1 que ça ne serait pas opportun d'utiliser cet
2 historique-là, qui est quand même disponible? Hier,
3 monsieur Dufresne disait : « Ah, ce n'est peut-être
4 pas de la bonne information. » Je ne veux pas
5 paraphraser, là, mais il y a de l'information. On
6 vient de dire, en tout cas, on semble dire qu'il y
7 a peu d'information. Là, il y en a, puis vous nous
8 dites : « On ne peut pas l'utiliser. » Alors, est-
9 ce que ça ne serait pas opportun, disons passons
10 une année de mise en service, là, pour que ça
11 roule, donc d'utiliser ces éléments-là pour en
12 estimer les FU attendus?

13 M. HANI ZAYAT :

14 R. Je veux juste rappeler, dans le fond, notre
15 discussion d'hier, et je pense, c'est une
16 discussion qu'on a déjà eue quelques fois dans
17 cette salle. Les FU contractuels sont les seuls FU
18 qui peuvent servir de base. Les FU contractuels
19 sont au-delà de trente-cinq pour cent (35 %), et
20 lorsque les producteurs éoliens jugent nécessaire,
21 c'est leur gagne-pain, je veux juste rappeler que
22 eux, c'est une réalité pour eux.

23 Donc, lorsqu'ils jugent, lorsque c'est
24 nécessaire de réviser ces FU contractuels, c'est à
25 ce moment-là que le Distributeur peut prendre acte

1 puis dire : « Effectivement, on peut réduire les
2 attentes vis-à-vis de ces parcs-là. »

3 L'information historique est une
4 information intéressante pour la partie historique,
5 mais ce n'est pas une base de projection. Elle peut
6 donner des indications sur les difficultés de
7 certains parcs, sur les mises en service qui
8 peuvent avoir lieu, sur la gradation des mises en
9 service. Les parcs commencent souvent avec quatre-
10 vingts pour cent (80 %), puis ils montent
11 progressivement à cent pour cent (100 %).

12 Donc, c'est tout ça qui impacte les FU
13 historiques. Puis ce qu'on dit, c'est que dans les
14 années passées, on a eu des parcs, le nombre de
15 parcs était encore... ou le nombre de mégawatts,
16 plutôt, était encore plus limité. On commence à
17 avoir une base qui est intéressante. Mais pour
18 nous, la référence est la référence contractuelle,
19 qui tient compte des révisions, aussi.

20 Donc, quand je dis FU contractuel, ce n'est
21 pas le FU contractuel à l'origine, mais on tient
22 compte des révisions qui nous sont signalées le cas
23 échéant par les différents producteurs et qui ont,
24 dans le fond, la meilleure information sur ce que
25 eux attendent de leurs parcs. Et c'est ça

1 l'information qui est pertinente. Et ça nous amène
2 à des FU qui sont au-delà de trente-cinq pour cent
3 (35 %).

4 Q. [61] Mais selon vous, combien devrait-on avoir
5 d'années d'historique pour que ce soit opportun?
6 Vous dites jamais? Le jour où on aura dix (10) ans
7 d'historique, on va dire, ce ne sera pas opportun?

8 R. Ce que je dis, c'est que si l'historique était
9 significatif et qu'il était crédible, il se
10 retrouverait dans les FU contractuels. Les
11 producteurs éoliens réviseraient leurs FU
12 contractuels pour refléter ce qu'ils attendent de
13 leurs parcs. Une comparaison peut-être la plus
14 proche c'est sur la température. Après combien
15 d'années de... est-ce que c'est parce qu'il a fait
16 plus chaud les trois dernières années qu'on va
17 projeter du temps chaud pour les vingt (20)
18 prochaines? Je vais laisser les météorologues
19 décider de ça.

20 Mais pour l'instant, ce que j'ai, en vertu
21 des conditions de vent, des conditions climatiques,
22 des capacités installées de ces parcs, les
23 promoteurs s'attendent en moyenne à des FU qui sont
24 supérieurs à trente-cinq pour cent (35 %). Et c'est
25 ce qu'on reflète, c'est ce qu'on demande dans

1 l'entente d'intégration. C'est un calque, une
2 transposition de la réalité de nos parcs. L'entente
3 d'intégration éolienne ou ce qu'on demande comme
4 service d'intégration est pour intégrer des parcs
5 éoliens qui sont réels. Puis ces parcs-là sont à
6 trente-cinq pour cent (35 %).

7 Q. [62] Ce que vous me dites, c'est que, donc, il y a
8 des données historiques, je dirais, crédibles, je
9 ne veux pas prendre...

10 R. Utilisez les mot crédible. Les données historiques
11 sont ce qu'elles sont. C'est des vraies données
12 historiques, c'est du réel. Ce que je dis... Ce que
13 vous me dites, c'est : est-ce que je dois utiliser
14 ces données historiques pour les projeter pour
15 l'avenir? Ce que je vous dis, ce que je peux
16 projeter pour l'avenir, c'est trente-cinq pour cent
17 (35 %). C'est mes données contractuelles. Qu'est-ce
18 que je peux projeter pour l'avenir dans l'énergie
19 attendue des éoliennes, dans le coût de service
20 pour ces produits-là, est-ce que je projette trente
21 pour cent (30 %), à ce moment-là, en disant les
22 données historiques sont à trente pour cent (30 %)?
23 J'ai un contrat à trente-cinq pour cent (35 %). Il
24 me semble, ce serait normal d'incorporer trente-
25 cinq pour cent (35 %).

1 Q. [63] Ce que vous me dites, c'est que malgré... si
2 je comprends bien, c'est parce que vous me parlez
3 du coût de service. Quand on fait le coût de
4 service, on regarde l'historique, notamment, et on
5 regarde aussi la... on essaie de projeter. Et là,
6 vous me dites, malgré la réalité...

7 R. Quand on regarde le coût de service, je tiens à
8 vous corriger, quand on tient le coût de service on
9 tient compte des contrats qu'on a en place. Donc,
10 quand on a des contrats éoliens, on tient compte de
11 nos engagements contractuels. C'est un engagement
12 envers un producteur à des prix déterminés, à des
13 quantités prédéterminées. C'est ça l'engagement.

14 Q. [64] Oui, mais l'historique, les données réelles,
15 elles sont prises en compte?

16 R. Les données historiques ne sont pas prises en
17 compte dans la projection. Elles sont prises en
18 compte pour l'année historique, pour le réel. Elles
19 sont corrigées. On paye ce qu'on reçoit.

20 (9 h 58)

21 LE PRÉSIDENT :

22 Maître Fraser?

23 Me ÉRIC FRASER :

24 Bien, j'allais m'objecter à la dernière question,
25 mais j'ai laissé mon témoin répondre, parce qu'il

1 fonction du profil de la demande, par
2 exemple en fixant des retours
3 d'énergie différents selon les
4 saisons.

5 Vous avez une réponse assez longue. À la fin du
6 deuxième paragraphe, là vous avez cité le
7 paragraphe 139 de la décision D-2011-193. Et à la
8 fin du deuxième paragraphe, vous dites :

9 Par exemple, avec des retours de 45 %
10 en période hivernale, la puissance
11 complémentaire atteindrait 15 %, un
12 niveau que la Régie semblait trouver
13 élevé dans la décision susmentionnée.

14 (10 h 01)

15 La question, juste un peu pour comprendre, est-ce
16 qu'il est analysé dans la décision sous-mentionnée.

17 La question juste un peu pour comprendre. Est-ce
18 qu'il est techniquement possible pour le
19 Distributeur de recevoir des retours d'énergie
20 équivalents à un taux d'environ quarante-cinq pour
21 cent (45 %) en hiver sauf pendant les heures de
22 plus forte demande, mettons trois cents (300)
23 heures où le taux serait à trente pour cent (30 %)?
24 Est-ce qu'il est techniquement possible?

25

1 M. HANI ZAYAT :

2 R. Je comprenais la première partie de votre question,
3 pas la deuxième. Ça veut dire quoi « sauf les trois
4 cents (300) heures »?

5 Q. [66] Bien, donc les trois cents (300) heures les
6 plus souvent où vous êtes.... j'allais dire « short
7 capacity », où vous êtes, les trois cents (300)
8 heures plus difficiles, appelons-les comme ça. La
9 question c'est, je vais vous la reposer. Recevoir
10 des retours d'énergie à quarante-cinq pour cent
11 (45 %) en hiver, mais d'isoler les heures de plus
12 forte demande, les trois cents (300) heures, où le
13 taux serait à trente pour cent (30 %). Est-ce qu'il
14 est techniquement possible, là, de conceptualiser
15 ça?

16 R. Il faut identifier les trois cents (300) heures,
17 les connaître d'avance. Ça me semble un peu
18 ésotérique comme question.

19 Q. [67] Ésotérique?

20 R. Oui. Hypothétique, à tout le moins.

21 Q. [68] Ah! Hypothétique.

22 R. Ce qui est possible c'est de recevoir, est-ce que
23 si vous me posez la question, est-ce que c'est
24 possible de recevoir des retours d'énergie qui
25 sont... qui sont modulés dans le temps, donc qui

1 sont différents en été qu'en hiver? Oui, ça serait
2 techniquement possible. Bien sûr que ça serait
3 techniquement possible.

4 Q. [69] Pas uniforme. O.K. Donc c'est un départ. Et
5 c'est techniquement possible, donc...

6 R. Je vous rappelle que c'est le produit qui avait été
7 proposé dans l'EGM, un produit où les retours
8 d'énergie étaient différents en été, en hiver. On a
9 répondu à cette question-là hier aussi. Ce qui
10 serait plus difficile c'est d'identifier,
11 d'identifier certaines heures où on en a le plus
12 besoin et où on recevrait moins d'énergie. C'est là
13 où je commençais à ne pas saisir le sens de la
14 question.

15 Q. [70] Mais les heures de forte demande de manière
16 historique, vous les connaissez en général ces
17 heures-là dans l'année? C'est souvent en janvier.

18 R. On les voit venir, on les estime. C'est sûr que
19 c'est comme ça qu'on gère, qu'on gère
20 l'offre/demande. Elles ne se matérialisent pas
21 nécessairement au moment où on les a anticipées.
22 Des fois elles viennent plus tôt, des fois elles
23 viennent plus tard, des fois elles viennent tasser
24 d'autres heures. Donc, là on tombe dans quelque
25 chose qui est plus... plus dynamique et c'est

1 plus... c'est différent.

2 Q. [71] O.K. Mais je comprends quand même de notre
3 échange c'est que c'est techniquement possible de
4 moduler, nécessairement, puisque c'était le cas
5 dans l'autre, mais c'est techniquement possible de
6 moduler en passant de quarante-cinq pour cent
7 (45 %) à trente pour cent (30 %) pour isoler des
8 heures, là?

9 R. Non, non, ce n'est pas ça que j'ai dit. J'ai dit
10 que c'était possible d'avoir des taux de retours
11 qui sont différents en été qu'en hiver. Mais il
12 faudrait à tout le moins que ça ait une réalité en
13 arrière. Il faudrait que ça soit pour une période.
14 À la limite, si vous me poussez est-ce que c'est
15 possible techniquement d'avoir des retours en
16 janvier qui sont différents de ceux de février?
17 Oui.

18 Q. [72] Bon, c'était ça ma demande.

19 R. Mais est-ce que c'est possible d'avoir des retours
20 à l'heure le trois (3) janvier à dix-sept heures
21 (17 h) qui est différent du retour le trois (3)
22 janvier à dix-huit heures (18 h), parce que la
23 pointe est à dix-huit heures (18 h) et qu'elle fait
24 partie des trois cents (300) premières heures? Là,
25 la question est fort différente.

1 Q. [73] O.K. Mais sur l'exemple que vous donnez, je
2 pense que vous l'avez mieux illustrée que moi.
3 Donc, entre janvier puis février, à l'intérieur,
4 là, il peut y avoir une différence. C'est ce que je
5 voulais établir avec vous puis c'est techniquement
6 possible.

7 R. Oui. Et ce qu'on a proposé comme réponse hier c'est
8 que dans le fond les périodes, quand on regarde, si
9 on se colle à la réalité ou à la... au profil de
10 production éolienne, il y a deux sous-périodes qui
11 se distinguent dans l'année : une période je vais
12 appeler ça d'hiver étendue, une période de six mois
13 d'octobre à mars où les vents sont plus fort et où
14 les flux attendus sont plus élevés, on parlait d'un
15 niveau de l'ordre de quarante pour cent (40 %), et
16 une période d'été étendue, donc qui couvre la
17 balance de l'année, donc d'avril à septembre, où
18 les vents sont moins forts, les conditions météo
19 sont en général différentes et où les flux attendus
20 sont en général plutôt de l'ordre de trente pour
21 cent (30 %). Ce qui nous donne notre trente-cinq
22 pour cent (35 %) annuel.

23 Et ce qu'on a répondu hier, c'est qu'il y
24 avait peu de distinction, il n'y avait pas
25 d'intérêt particulier à distinguer chacun des mois

1 à l'intérieur de ces deux sous-périodes. Elles ne
2 sont pas suffisamment distinctes. Et surtout si on
3 devait aller vers quelque chose de ce genre, ça
4 devrait... ça deviendrait beaucoup plus... plus
5 lourd à mettre en place opérationnellement.

6 Q. [74] O.K., merci. Je vous envoie maintenant à la
7 page 28, toujours dans le même document, là,
8 B-0016. Question 8.2.2. La question portait sur la
9 contribution, la contribution en puissance. À
10 8.2.2, on vous demandait si elle était toujours,
11 bon, pertinente ou on devrait la mettre à jour,
12 pardon. Et vous avez dit, bon, vous avez offert une
13 réponse indiquant que ça avait été fait dans le
14 dossier 2011, bien dans le cadre du plan deux mille
15 onze-deux mille vingt (2011-2020). Et là vous
16 renvoyez à une citation de la décision D-2011-162
17 et dans cette citation on indique, vous indiquez à
18 l'époque que cette révision de la contribution en
19 puissance à l'époque était prématurée en deux mille
20 onze (2011). Aujourd'hui, je vous repose la
21 question, aujourd'hui, est-ce que, avec
22 l'historique que vous avez, malgré ce que vous en
23 pensez, est-ce que la contribution en puissance
24 pourrait être réévaluée?

25 (10 h 06)

1 M. HANI ZAYAT :

2 R. Je vais peut-être reprendre trente (30) secondes
3 pour expliquer comment la contribution en puissance
4 a été calculée : elle n'a pas été calculée à partir
5 de la puissance installée des parcs mais elle a été
6 calculée à partir de simulations, de simulations de
7 la contribution, si on avait eu l'ensemble des
8 parcs, donc les trois mille mégawatts (3 000 MW)
9 installés, en tenant compte des conditions de vent
10 sur l'ensemble de la période soixante et onze -
11 deux mille six (1971-2006), donc sur une période de
12 trente-cinq (35) ans.

13 Donc cette période-là de trente-cinq (35)
14 ans, évidemment, elle n'a pas changé. Ce qu'on
15 pourrait rajouter si on devait refaire l'étude,
16 c'est de rajouter les quelques années qui ont eu
17 lieu depuis deux mille six (2006) pour resimuler
18 ces conditions-là.

19 Est-ce qu'on a vu des choses nettement
20 différentes pendant cette dernière période par
21 rapport à la période de trente-cinq (35) ans? On
22 n'a pas regardé de façon très pointue cette sous-
23 période-là mais il n'y a aucun événement, aucune
24 indication qui nous permet de croire que c'est, que
25 c'est différent ou que ça mérite, que l'exercice

1 mérite d'être fait tout de suite.

2 Q. [75] Dans ce cas-ci, ce n'est pas une question de
3 données disponibles historiques, c'est de dire,
4 vous ne voyez pas de nécessité à refaire l'étude,
5 il n'y a pas d'éléments, là...

6 R. Les données historiques, on a été capable de les
7 reconstituer...

8 Q. [76] Oui.

9 R. ... avec l'aide de Helimax, et jusqu'en soixante et
10 onze (71) alors qu'on n'avait aucune éolienne
11 installée en soixante et onze (71) donc c'est une
12 question de disponibilité de données météo, de
13 données de vent et de resimulation de ce qu'aurait
14 été la production éolienne, avec ces conditions de
15 météo-là, si les parcs avaient été là.

16 Q. [77] Et aux fins d'évaluer la contribution en
17 puissance, vous n'utilisez que des données
18 relatives à la production éolienne, est-ce qu'il y
19 a d'autres données externes ou ce n'est que du
20 éolien...

21 R. Bien...

22 Q. [78] ... que vous avez décrit, là, sur la période
23 de trente (30) ans?

24 R. ... bien, c'est sûr que c'est une contribution
25 éolienne, il y a les données de la demande aussi.

1 Donc, un modèle de contribution en puissance tient
2 compte de la disponibilité des moyens mais aussi de
3 la disponibilité du moyen au moment où on en a le
4 plus besoin.

5 Donc c'est une juxtaposition des données,
6 des données de production éolienne et des
7 simulations ou des scénarios de demande, et des
8 conditions de demande qui auraient été là pour la
9 même période. C'est le résultat de ces deux, de la
10 combinaison de ces deux facteurs-là qui nous permet
11 d'inclure une contribution en puissance des
12 éoliennes à trente pour cent (30 %).

13 Q. [79] Compte tenu du fait qu'on va atteindre bientôt
14 le, j'allais dire pas le plafond maximal d'éolien
15 mais le trois mille (3 000), on y approche, est-ce
16 qu'il ne serait pas approprié, à ce moment-ci,
17 d'envisager qu'une telle remise à niveau de l'étude
18 soit faite?

19 R. Je vais le redire, je vais le redire, je vais le
20 redire.

21 Q. [80] Oui.

22 R. L'étude a été faite pour trois mille mégawatts
23 (3 000 MW), donc même si on avait zéro mégawatt
24 (0 MW), l'étude a été faite pour trois mille
25 mégawatts (3 000 MW). Donc, on a simulé les

1 conditions en supposant les trois mille mégawatts
2 (3 000 MW) qui sont issus du premier appel d'offres
3 et du deuxième appel d'offres. Que les parcs soient
4 installés ou non ne changerait rien à l'étude...

5 Q. [81] O.K., donc sur la...

6 R. ... ils sont là, ils sont simulés, ils sont...
7 sinon, il aurait fallu attendre que les trois mille
8 mégawatts (3 000 MW) soient installés, donc mettons
9 deux mille quinze (2015), attendre trente-cinq (35)
10 ans puis regarder c'est quoi le résultat, ce qui
11 nous aurait amenés à deux mille quarante (2040)...

12 Q. [82] Oui, je comprends.

13 R. ... peut-être un petit peu, ou deux mille cinquante
14 (2050) même.

15 Q. [83] O.K. Je comprends donc, l'étude a été faite
16 sur des bases simulées à trois mille (3 000) mais
17 ce que je veux dire, c'est, y a-t-il un intérêt
18 pour valider, une fois qu'on atteint le trois mille
19 (3 000), pour valider, je ne sais pas, là, par
20 rapport à la, aux données réelles, est-ce qu'il y a
21 une utilité...

22 R. Non.

23 Q. [84] Pourquoi?

24 R. Non.

25 Q. [85] Non, pourquoi? Parce que...

1 R. Parce que, je le redis, c'est des, il faut une
2 période suffisamment longue pour représenter
3 l'ensemble des climatologies, ou des scénarios, des
4 scénarios de climat. On a un ensemble de scénarios
5 de climat qui couvrent trente-cinq (35) ans; est-ce
6 qu'on prendrait juste la période de trois ans pour
7 dire la contribution en puissance, non, on ne pense
8 pas que c'est suffisant. C'est la même chose qui
9 est faite en termes de demande, on ne regarde pas
10 la demande des trois dernières années pour regarder
11 l'impact climatologique, on regarde l'impact, ou
12 les scénarios de demande qui datent, qui
13 couvrent... je... essentiellement la même période,
14 là, je suis...

15 Q. [86] O.K., merci. Alors maintenant, continuons
16 toujours dans les DDR, à la même pièce, à la page
17 37, question 13.3. À la question 13.3, on vous
18 demandait de :

19 13.3 [...] indiquer les critères sur
20 lesquels le Distributeur se basera
21 pour déterminer qu'une offre est non
22 concurrentielle, le cas échéant.

23 Vous avez répondu, bon :

24 En raison de la nature des services
25 requis, la comparaison des prix

1 obtenus avec des équivalences sur les
2 marchés nord-américains sera
3 difficile.

4 Et l'autre paragraphe :

5 Certaines comparaisons seront tout de
6 même possibles, par exemple, en
7 utilisant les cas recensés par
8 l'expert retenu par le Distributeur
9 pour la prestation d'un service plus
10 restreint que celui demandé. Voir à
11 cet effet la réponse [...] 4.4.

12 J'essaie de concilier un peu les deux paragraphes,
13 où on dit, dans un premier temps, on dit
14 « difficile » mais par ailleurs qu'on va, on
15 retient les données que l'expert nous donne. Est-ce
16 que vous êtes d'avis que les cas recensés par
17 monsieur Hanser sont significatifs?

18 (10 h 12)

19 R. Je crois avoir répondu à cette question tantôt sur
20 la façon de juger de la raisonnable
21 d'éventuelles offres. Je n'ai rien à rajouter là-
22 dessus.

23 Q. [87] Et si on sort de l'Amérique du Nord, parce que
24 là on est, c'est un regard nord-américain, là, est-
25 ce qu'il y a un intérêt à regarder dans l'Europe,

1 dans les pays européens notamment, qui se
2 comparent?

3 R. Ça dépend ce qu'on veut faire avec une comparaison.
4 Si c'est pour avoir de l'information, c'est... ça
5 peut être intéressant mais en bout de ligne, ce qui
6 est le plus intéressant, c'est d'avoir une base de
7 comparaison qui est ici et avoir un fournisseur qui
8 est prêt à fournir le service ici. Par ailleurs, en
9 bout de ligne, on veut avoir le service rendu au
10 Québec.

11 Q. [88] Vous comprenez que nous, moi je représente des
12 clients qui veulent avoir le service mais qui se
13 posent la question s'ils ne vont pas payer trop
14 cher. Alors, comme dans le dossier on manque
15 d'information, mais ce n'est pas la faute de
16 personne, on manque de données comparatives,
17 j'essaie de voir avec vous s'il y a des
18 juridictions comparables d'une certaine manière.
19 Tout à l'heure, on a parlé de la France ou de la
20 Scandinavie. Bien, la Scandinavie, est-ce que
21 c'est, en l'absence de données, d'abondance de
22 données, est-ce qu'il n'apparaît pas opportun de
23 regarder un peu plus loin à l'extérieur?

24 Me ÉRIC FRASER :

25 Le témoin a déjà répondu.

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 Q. [89] Non, pas là-dessus. Je veux savoir si... Donc
3 je comprends que ça apparaît raisonnable.

4 Me ÉRIC FRASER :

5 Je viens de formuler une objection, Monsieur le
6 Président. Je vais vous laisser le plaisir de la
7 trancher.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Sur l'objection, Maître Turmel?

10 Me ANDRÉ TURMEL :

11 Bien sur l'objection, je veux juste qu'il me
12 confirme, je n'ai pas entendu clairement qu'il
13 était prêt à le faire, là. Il dit que oui, ça peut
14 être intéressant mais ma question c'est, est-ce
15 qu'il serait prêt à le... Il a dit que c'était
16 intéressant. D'accord. « Check », je coche. Est-ce
17 qu'il peut, est-ce qu'il est prêt à le faire? C'est
18 du...

19 LE PRÉSIDENT :

20 Q. [90] Pouvez-vous répondre à ça?

21 R. J'ai dit que c'était... Je vais juste corriger,
22 j'ai dit que c'était intéressant mais c'est que,
23 pas nécessairement utile.

24 Me ANDRÉ TURMEL :

25 Q. [91] Vous n'avez pas dit ça, là vous le rajoutez.

1 D'accord.

2 R. Bien je le rajoute, donc je rajoute, ça peut être
3 intéressant au même titre que beaucoup de choses
4 mais pas nécessairement utile et encore moins utile
5 si je ne peux pas avoir le service. Ce qui serait
6 utile pour moi c'est d'avoir quelque chose de
7 comparable pour un service qui peut être rendu au
8 Québec.

9 Q. [92] Alors très bien. Merci. Alors cette fois-ci,
10 je vous envoie dans les DDR à la FC, la pièce
11 B-0020, à la question 2.2, donc B-0020, HQD-2,
12 Document 4, page 6, question 2.2., on vous posait
13 la question, expliquez :

14 les avantages différentiels que
15 retirerait un producteur
16 hydroélectrique offrant un service
17 d'équilibrage intrahoraire à recevoir
18 une prévision de la prévision éolienne
19 toutes les 15 minutes versus à toutes
20 les 60 minutes.

21 Et vous répondez, donc le deuxième paragraphe, à la
22 dernière phrase, bon vous vous rappelez que les
23 soumissionnaires seront invités à soumettre un prix
24 et tout ça, et vous dites, et je cite :

25 À ce titre, ils n'auraient aucun

1 intérêt à soumettre un prix applicable
2 à une prévision sur des pas de temps
3 plus courts qu'une heure.

4 Des pas de temps plus courts qu'une heure... Je
5 veux juste que vous nous expliquiez un peu ce que
6 vous voulez dire par cette affirmation? Je...

7 M. STÉPHANE DUFRESNE :

8 R. Bon peut-être rappeler un peu le fournisseur
9 comment ça va fonctionner.

10 Q. [93] Oui.

11 R. Nous on va transmettre des données, des données de
12 production réelle sur la base d'une minute et puis,
13 ce qu'ils vont pouvoir faire de leur côté, c'est
14 estimer quelle pourrait être la production à la
15 minute qui va suivre. Donc le modèle de
16 persistance, c'est un peu ça. C'est de dire que
17 bien, Y va être égal à Y moins 1 ($Y - 1$). Ce qu'on
18 va demander au fournisseur par contre, dans le
19 cadre de la tarification du produit, donc il va y
20 avoir trois composantes et la partie retour
21 d'énergie, la partie écart de prévision et l'autre
22 partie qui va être sur... j'oublie... il y a trois
23 parties. Donc des retours d'énergie, écart de
24 prévision et j'ai un blanc...

25

1 M. HANI ZAYAT :

2 La compensation.

3 M. STÉPHANE DUFRESNE :

4 Pardon?

5 M. HANI ZAYAT :

6 Compensation.

7 M. STÉPHANE DUFRESNE :

8 R. La compensation, voilà. Bon O.K. Donc revenons sur
9 l'écart de la prévision, c'est de ça je voulais
10 parler. Le fournisseur va avoir le choix de choisir
11 un horizon de prévisions, ça va être entre une
12 heure et quarante-huit (48) heures qu'on va leur
13 soumettre dans le cadre de l'appel d'offres. Donc
14 il va y avoir une grille qui va être présentée.
15 Donc c'est là qu'il faut faire le choix à savoir
16 sur quel horizon de prévisions il va vouloir être
17 rémunéré et ça va être à son choix; il pourrait le
18 demander comme il pourrait ne pas le demander. Donc
19 exemple, s'il prend une option de prévisions de...
20 à sept heures (7 h) d'avis, bien ça va être à lui
21 de tarififier en f... d'imposer une tarification en
22 conséquence, en fonction de sa gestion de risque.

23 Ce qu'on dit ici c'est que, la prévision,
24 la prévision à très court terme, il va la faire
25 lui-même. Je veux dire, c'est lui qui va faire sa

1 propre prévision. Il pourra le faire comme il
2 pourra ne pas le faire. Donc avec les données
3 réelles dont il va être disponible, qui vont être à
4 sa disposition, il va pouvoir regarder la
5 production éolienne qui va être anticipée à la
6 minute qui va suivre. Donc ce n'est pas, on ne
7 parle pas de l'heure, là, on parle de la minute qui
8 vient.

9 Q. [94] Merci. Très bien. Alors si vous voulez
10 maintenant, toujours dans le même document, on va
11 aller à la page 11, à la question-réponse 5.1. La
12 question était :

13 Veuillez démontrer que les Règlements
14 et la décision D-2011-193 exigent
15 explicitement que la garantie de
16 puissance et/ou la puissance
17 complémentaire correspondent à
18 l'énergie annuelle moyenne des parcs
19 ... et non à la contribution en
20 puissance...

21 Et là vous offrez, bon, une réponse. Le dernier,
22 vous faites référence au règlement qui lie les
23 services d'équilibrage et la puissance
24 complémentaire, mais le dernier paragraphe, vous
25 dites :

1 Un tel service est utile dans la
2 mesure où il permet au Distributeur
3 d'obtenir des livraisons fermes,
4 particulièrement en période d'hiver où
5 ce dernier doit régulièrement acheter
6 des quantités importantes
7 d'électricité sur les marchés.

8 On a souvent parlé dans les dernières années, là,
9 bon, que vous deviez acheter des quantités. Mais
10 quand vous dites importantes, est-ce que vous
11 pouvez donner un ordre de grandeur? Importantes, on
12 ne parle pas de deux mille mégawatts (2000 MW), là?
13 Importantes, c'est juste, je veux mettre un chiffre
14 dessus. Est-ce que c'est vingt mégawatts (20 MW) ou
15 deux cents mégawatts (200 MW)?

16 (10 h 19)

17 R. Bien, le chiffre, il varie...

18 Q. [95] Oui, je comprends qu'il varie, mais...

19 R. Donc, je ne peux pas vous donner un chiffre. Il
20 varie d'une année à l'autre, et il varie d'une
21 journée à l'autre...

22 Q. [96] Je comprends.

23 R. ... puis il varie d'une heure à l'autre...

24 Q. [97] D'accord.

25 R. ... puis il varie en fonction des conditions météo.

1 Q. [98] Mais si on... de mémoire, vous le savez, là,
2 je vous dirais, le plafond maximal que vous avez
3 atteint dans les dernières années, dans les cinq
4 dernières années, est-ce que c'est, vous avez monté
5 jusqu'à neuf cents mégawatts (900 MW)? Mille deux
6 cents mégawatts (1200 MW)?

7 R. D'achats?

8 Q. [99] Oui.

9 R. Ça a varié entre zéro et je vais dire trois mille
10 mégawatts (3000 MW). Juste pour donner un ordre de
11 grandeur.

12 Q. [100] C'est ça, juste pour comprendre...

13 R. Je peux vous confirmer le zéro. Le trois mille
14 (3000 MW) est un plafond.

15 Q. [101] Un plafond? O.K. Et ces achats-là, en tout
16 temps, je comprends, ont été faits sur tous les
17 mois de la période d'hiver?

18 R. Je viens de dire que c'est variable d'une année à
19 l'autre, d'une journée à l'autre et d'une heure à
20 l'autre. Donc, c'est sûr qu'on n'achète pas un bloc
21 pour l'ensemble de l'hiver si on n'en a pas besoin.
22 On essaie de moduler les achats en fonction des
23 besoins. Puis là, je vous parle des achats au-delà
24 de ce qui est disponible, ce qui est déjà contracté
25 et sur lequel on peut déjà compter. Donc, au-delà,

1 par exemple, du trente-cinq pour cent (35 %) qu'on
2 reçoit déjà en vertu de l'entente d'intégration
3 éolienne.

4 Q. [102] D'accord. On me demande de parler moins vite,
5 et pour la traduction, c'est ce que je vais faire.
6 Est-ce que ce serait le bon moment pour arrêter
7 pour la pause, Monsieur le Président? J'ai fait
8 plus que la moitié maintenant. Je vais regarder
9 avec mon expert pour voir si je peux écourter, mais
10 au sens, ça va bien, là, à l'intérieur de mon deux
11 heures. Mais je peux continuer, il n'y a pas de
12 problème, là.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Non, on va prendre la pause. Écoutez, il est... on
15 revient à moins vingt-cinq?

16 Me ANDRÉ TURMEL :

17 Merci.

18 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

19

20 REPRISE DE L'AUDIENCE

21 LE PRÉSIDENT :

22 Maître Turmel, juste pour me donner une indication
23 pour la gestion, vous en avez encore pour combien
24 de temps, selon vous?

25

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 Treize (13) minutes.

3 LE PRÉSIDENT :

4 J'apprécie. Merci. La justesse, treize (13)

5 minutes. Allez-y, merci.

6 Me ANDRÉ TURMEL :

7 Merci. Alors, donc ça a été utile, durant la pause,

8 justement, on a coupé, là, dans les... certaines

9 questions pour éviter d'être redondant.

10 Q. [103] Alors, avant la pause, on parlait, Monsieur

11 Zayat et Dufresne, du fait que dans les dernières

12 années vous avez atteint des plateaux jusqu'à trois

13 mille mégawatts (3000 MW) de puissance

14 complémentaire. Je comprends que c'est en hiver, et

15 bon, je vois... Mais est-ce que je me trompe en

16 disant que ces puissances-là complémentaires, ce

17 n'était pas en décembre ni en mars? C'est exact?

18 M. HANI ZAYAT :

19 R. Je recommence.

20 Q. [104] O.K. J'ai mal compris.

21 R. On n'a pas acheté trois mille mégawatts (3000 MW)

22 de puissance complémentaire. On a acheté trois

23 mille (3000 MW), jusqu'à trois mille mégawatts

24 (3000 MW) à certains heures.

25 Q. [105] O.K. Oui, O.K.

1 R. Ce n'était pas de la puissance, c'était de
2 l'énergie. À ce titre, d'ailleurs, nos bilans de
3 puissance sont disponibles dans le plan
4 d'approvisionnement. Donc, il y a un bilan de
5 puissance qui est déposé et les quantités qui sont
6 achetées sont annoncées là.

7 Q. [106] O.K. Vous faites une différence entre cette
8 puissance-là que vous venez de décrire et la
9 puissance complémentaire? Je voudrais bien
10 comprendre. Est-ce qu'on parle de la même chose
11 ou... Je vous envoie à la, donc, la DDR de la FCEI,
12 là, SQD-2, document 4, à la question 5.3, donc
13 pages 11 et 12. Question 5.3, on dit :

14 Veillez préciser les avantages que
15 voit le Distributeur à exiger et à
16 payer pour un produit de puissance de
17 35 % alors que le produit qu'il livre
18 au fournisseur d'équilibrage ne vaut
19 qu'une contribution en puissance de
20 30 %.

21 Et là, vous dites :

22 La puissance complémentaire acquise
23 correspond à 5 %, et cetera.

24 Alors, ma question c'est finalement, basé sur
25 l'expérience des dernières années dont on a

1 discuté, là, la puissance dont on parle ici, ça
2 devrait de toute manière pas être acquis pendant
3 les quatre mois d'hiver pour respecter le critère
4 de fiabilité auquel vous faites référence ici?

5 R. Je vais reprendre notre bilan de puissance. Le
6 bilan de puissance, on va prendre l'année en cours,
7 deux mille treize - deux mille quatorze (2013 -
8 2014), donc avant, on va prendre en date du plan
9 d'approvisionnement, il y a eu un bilan qui a été
10 fait, une projection qui a été faite pour l'année,
11 pour l'hiver qu'on est en train de vivre. Ce bilan-
12 là supposait une contribution supposée évidemment,
13 tenait compte du fait qu'on a une entente
14 d'intégration éolienne qui raffermissait la
15 production, l'énergie qui était livrée à trente-
16 cinq pour cent (35 %). Donc, on pouvait compter,
17 dans notre bilan de puissance, sur une contribution
18 de trente-cinq pour cent (35 %) garantie, ferme,
19 fournie à travers l'entente d'intégration éolienne,
20 tout comme on pouvait compter sur de l'électricité
21 patrimoniale pour trente-quatre mille trois cent
22 quarante-deux mégawatts (34 342 MW), tout comme on
23 pouvait compter sur une série de centrales
24 contractées par le Distributeur, que ce soit de la
25 biomasse ou autre. Au-delà de ça, il y avait de

1 l'électricité interruptible qui contribuait au
2 bilan de puissance. Et en tout dernier lieu, il
3 restait un, je vais dire un résidu ou une quantité
4 de puissance à aller chercher sur les marchés de
5 court terme, qui était identifié au bilan, qui
6 était de l'ordre de six cents mégawatts (600 MW)
7 pour l'hiver deux mille treize-deux mille quatorze
8 (2013-2014). Le trois mille mégawatts (3000 MW),
9 ça, évidemment, ça suppose un scénario normal avec
10 certains aléas. Mais il peut arriver, comme c'est
11 déjà arrivé, qu'à certaines... à certaines périodes
12 très spécifiques les conditions de demande, les
13 conditions de température font en sorte que le
14 besoin est très élevé. Et on a vécu des moments où
15 on a acheté pour pratiquement trois mille mégawatts
16 (3000 MW) à certaines heures, à certains jours
17 pendant l'hiver.

18 (10 h 47)

19 Q. [107] Et tout à l'heure donc, je vous citais à 5.3.
20 J'ai lu la première phrase, mais je n'ai pas lu la
21 dernière phrase qui est aussi peut-être la plus
22 importante. On dit :

23 Cette puissance...

24 Dont on parle, la puissance complémentaire.

25 ... devrait de toute manière être

1 acquise par le Distributeur afin de
2 respecter son critère de fiabilité en
3 puissance.

4 Comme vous devez de toute manière l'acquérir cette
5 puissance complémentaire-là, quand vous vous
6 limitez au seul fournisseur de service
7 d'intégration est-ce qu'il est possible que vous
8 vous privez de marchés moins chers?

9 R. On ne se prive pas de marchés moins chers. Notre
10 bilan de puissance tient compte de l'ensemble des
11 moyens qu'on a, de l'ensemble des moyens qui sont
12 disponibles, et en bout de ligne on ajuste les
13 besoins sur les marchés, les marchés de court terme
14 pour faire l'ajustement fin sur les marchés de
15 court terme.

16 Est-ce que les marchés de court terme sont
17 disponibles pour faire de l'équilibrage éolien? La
18 réponse est non. Est-ce que les marchés de court
19 terme sont disponibles pour des quantités
20 illimitées de puissance? La réponse est non, non
21 plus. La capacité des interconnexions, la capacité
22 des contreparties, on n'est pas dans cet univers-
23 là. Les marchés de court terme sont là pour
24 compléter et pour pallier à certains équilibres
25 fins en dernier... en dernier recours.

1 Q. [108] Tout à l'heure, je pense que vous avez dit
2 que vous avez acheté en deux mille treize (2013),
3 deux mille quatorze (2014), six cent dix mégawatts
4 (610 MW). C'est ce qu'on me dit, là.

5 R. Non. J'ai dit que le bilan de puissance de l'état
6 d'avancement présentait des prévisions d'achats de
7 puissance de l'ordre de six cents mégawatts (600
8 MW).

9 Q. [109] Et ma question c'est en décembre et en mars
10 est-ce que vous avez fait de tels achats?

11 R. Les achats de puissance, ils tiennent compte des
12 douze (12) mois par année. Les besoins de
13 puissance, ils reflètent la demande pendant les
14 douze (12) mois et ils reflètent la... la
15 disponibilité des moyens pendant douze (12) mois et
16 la partie résiduelle, donc le dernier bout, il est
17 possible que le dernier bout, les derniers
18 mégawatts il n'y ait pas de besoins pour une
19 période de douze (12) mois, certainement pas, pas
20 nécessairement pour quatre mois. Mais,
21 effectivement, les derniers mégawatts requis
22 peuvent être pour une période plus courte, donc
23 pour une période de plus. Janvier, février qui sont
24 typiquement les mois les plus... les plus
25 contributifs.

1 Mais je ne peux pas réduire. Si on enlevait
2 les autres moyens, bien c'est sûr que les besoins
3 de puissance, ils ne seront pas juste en janvier,
4 février, là, en janvier, février. Les besoins de
5 puissance, ils sont pour l'ensemble de la période
6 hivernale qui est du premier (1er) décembre jusqu'à
7 la fin mars.

8 Et j'irais plus loin. Si on enlevait
9 l'ensemble des moyens, c'est sûr que si on avait
10 zéro moyen pendant toute l'année, bien on aurait
11 des besoins de puissance même l'été. Donc, on ne
12 peut pas réduire ça à une... à un moment
13 particulier. C'est des besoins qui sont là pour
14 répondre à la demande telle qu'elle se présente.

15 Q. [110] O.K. Mais, concrètement, je vous pose la
16 question, en décembre et en mars passés, je vous
17 suggère que vous n'avez pas fait d'achats. Juste me
18 confirmer si c'est exact. Vous m'avez donné une
19 réponse sur l'année, ça je comprends. Mais,
20 concrètement, dans ces deux mois-là.

21 R. Bien, concrètement, dans ces mois-là on n'a pas
22 fait d'achats sur les marchés de UCAP pour janvier,
23 février. On a fait, par contre, on a couvert des
24 besoins de décembre et mars à travers
25 l'interruptible par exemple. Donc, est-ce que je

1 Il n'y aurait donc, dans ce cas,
2 aucune puissance complémentaire.

3 Je veux savoir avec vous d'où vient cette
4 définition de puissance complémentaire que vous
5 donnez?

6 M. STÉPHANE DUFRESNE :

7 R. Bon. Peut-être préciser un petit peu la réponse. On
8 a répondu ici, c'est une réponse assez simple, je
9 réponds à une question simple. C'est la réponse
10 c'est A moins B. Donc, c'est trente-cinq (35) moins
11 trente (30) donne le cinq. Si c'est trente (30)
12 moins trente (30), bien c'est zéro.

13 Peut-être rappeler le trente-cinq pour cent
14 (35 %) d'où il vient. Pourquoi qu'on met trente-
15 cinq (35). On ne peut pas fixer le retour d'énergie
16 à trente pour cent (30 %) parce qu'on a, on demande
17 un retour d'énergie à trente-cinq pour cent (35 %).
18 Donc, le trente-cinq (35), là, ce n'est pas une vue
19 d'esprit, c'est des données concrètes. Donc, c'est
20 sûr que si je prends le trente-cinq (35), si je
21 prends la contribution NPCC, oui, il y a un écart
22 de cinq. Mais ce qu'on demande ce n'est pas... ce
23 n'est pas cinq pour cent (5 %) de puissance
24 complémentaire, c'est trente-cinq pour cent (35 %)
25 de puissance garantie avec énergie associée.

1 Donc, ici, évidemment, si on avait eu... la
2 réponse dans le fond, la contexter, si on avait eu
3 des retours d'énergie à trente pour cent (30 %),
4 selon des données contractuelles supportées par des
5 analyses sérieuses, bien on serait à trente pour
6 cent (30 %) aussi. C'est ça qu'on aurait demandé.
7 Ça serait un hasard, il n'y aurait pas de... dans
8 ce cas-ci il n'y aurait pas ce qu'on appelle la
9 puissance complémentaire, le fameux cinq pour cent
10 (5 %) dans le dossier.

11 (10 h 54)

12 M. STÉPHANE DUFRESNE :

13 R. Mais ce n'est pas ça, on est à trente-cinq pour
14 cent (35 %) puis oui, par définition, trente-cinq
15 moins trente (35 - 30), c'est cinq (5).

16 Me ANDRÉ TURMEL :

17 Q. [113] O.K. Et ce que vous venez d'expliquer, est-ce
18 que ça, ça vient de votre lecture des décrets, je
19 ne vous demande pas de me lire les décrets, là,
20 mais est-ce que ça vient de votre pratique ou ça
21 vient du décret, c'est-tu une formule...

22 R. Non. Les décrets, ce qu'ils demandent, c'est
23 d'avoir un service d'équilibrage, avec la puissance
24 complémentaire; c'est ça qu'ils demandent.
25 Maintenant, qu'est-ce que ça prend pour faire ça,

1 ça nous prend, il faut intégrer l'énergie.
2 L'énergie, là, c'est trente-cinq pour cent (35 %).
3 On en parle beaucoup, on en a parlé beaucoup depuis
4 deux jours, ce matin encore, donc c'est, on intègre
5 la production d'énergie éolienne, trente-cinq pour
6 cent (35 %) d'énergie.

7 Une fois qu'on a ça, ce paramètre, le
8 premier paramètre, c'est ça, ce n'est pas trente
9 pour cent (30 %), c'est trente-cinq pour cent
10 (35 %), bien, je vais chercher la garantie de
11 puissance associée pour notamment raffermir mes
12 retours en tout temps mais avec la garantie de
13 puissance associée en hiver. C'est tout.

14 Q. [114] C'est clair. Merci. Cette fois-ci, je vous
15 amène dans la pièce B-0024, qui était une réponse à
16 une DDR de l'UC, c'est HQD-2, Document 8, page 19,
17 question un peu technique donc, pour comprendre,
18 là; donc B-0024, HQD-2, Document 8, page 19, la
19 question 9.9. Il y avait une question qui vous
20 demandait donc, bon, question 9.9, je ne la lirai
21 pas, et vous dites :

22 Bien que l'établissement des retours
23 d'énergie à la hauteur de 35 % de la
24 puissance éolienne installée constitue
25 une hypothèse centrée...

1 ma question est centrée sur l'hypothèse, sur ça,
2 l'hypothèse centrée, ma question, c'est, bon :
3 connaissant les productions éoliennes réelles des
4 parcs actuellement en service, c'est ce que vous
5 nous avez dit, là, est-ce qu'on peut toujours
6 démontrer statistiquement que l'hypothèse est
7 centrée?

8 M. STÉPHANE DUFRESNE :

9 R. Bon, j'ai déjà répondu, effectivement, mais si
10 j'avais à réécrire la réponse aujourd'hui, je
11 dirais « conservatrice », on l'a déjà dit. Quand on
12 dit « centrée », c'est plutôt « conservateur ».
13 Donc je ne veux pas repartir le discours sur le
14 trente-six (36), le trente-cinq pour cent (35 %),
15 que le trente-cinq (35) était en bas du trente-six
16 (36), monsieur Zayat en a parlé tantôt abondamment,
17 c'est le trois mille mégawatts (3 000 MW), quelle a
18 été la contribution de ces parcs-là sur les trente-
19 six (36) ans, soixante et onze - deux mille six
20 (1971 - 2006), trente-six pour cent (36 %), les
21 contrats ont donné trente-six pour cent (36 %).
22 Est-ce que notre trente-cinq pour cent (35 %), il
23 tombe du ciel? Non, il est centré, il est en
24 dessous du trente-six (36), il est plutôt
25 conservateur. Ce serait plutôt ça qu'on voulait

1 insinuer ici.

2 Q. [115] O.K. Donc quand on parlait d'une hypothèse
3 centrée, ou d'un, que l'hypothèse est centrée...
4 attendez-moi un instant... mais, vous dites
5 « conservateur » mais même avec les données
6 réelles, est-ce qu'on peut dire que, parce que
7 « hypothèse centrée », ça a un sens, je pense, en
8 mathématique, là, est-ce que l'hypothèse est
9 centrée ou pas, vous dites « conservateur » mais...

10 M. HANI ZAYAT :

11 R. Ce qu'on dit, c'est que le trente-cinq pour cent
12 (35 %), il reflète les contrats, qui sont basés sur
13 des études réelles faites par chacun des
14 promoteurs, il reflète une réalité de vent, une
15 réalité de productible qui est en arrière de ça. Il
16 y a des gens qui ont investi des millions de
17 dollars pour mettre en place ces parcs-là, en
18 espérant avoir des revenus qui y sont attachés, ils
19 ont mis ça dans leurs contrats, ils sont sujets à
20 des pénalités s'ils ne sont pas capables de livrer
21 cette énergie-là.

22 Après ça, on peut discuter longtemps si
23 c'est... si c'est centré, conservateur ou
24 statistiquement significatif, ce que je peux vous
25 dire, c'est que sur la période reconstituée de

1 soixante et onze à deux mille six (1971 - 2006),
2 sur une période de trente-cinq (35) ans, ça s'est
3 avéré une hypothèse que Hélimax nous dit : c'est à
4 peu près ce que ça a donné. Les contrats sont en
5 lien avec les conditions qui ont prévalu entre
6 soixante et onze et deux mille six (1971 - 2006).

7 Et j'ai, on peut avoir des années en
8 dessous, comme on l'a vécu au cours des dernières
9 années, mais pour certains parcs, les hypothèses
10 ont été révisées, pour d'autres, pas encore; et
11 pour l'instant, on est encore au-delà de trente-
12 cinq pour cent (35 %) pour les contrats éoliens,
13 même en tenant compte de ceux qui sont révisés à la
14 baisse.

15 Q. [116] O.K., merci. Alors deux dernières questions;
16 l'avant-dernière, je vous envoie à la pièce B-0031,
17 qui est la DDR de la FCEI, la B-0031, HQD-2,
18 Document 4.1, page 5... attendez un instant...
19 O.K., je l'ai, c'est parfait. Puis il y avait une
20 longue... on vous demandait... à la réponse à la
21 question, bon, à la page 5, dans le... et tout à
22 l'heure, on a parlé de la compensation, Monsieur
23 Dufresne, je suis au point 2 de la réponse, à la
24 « Compensation pour l'écart entre la production
25 éolienne réelle et les retours d'énergie. »

1 Simplement pour comprendre, vous dites :

2 Afin d'établir la valeur annuelle de
3 cette compensation, le Distributeur
4 supposera, pour chaque soumission, le
5 même écart de livraison en %.

6 et j'insiste là-dessus,

7 Le volume d'énergie annuel
8 correspondant à cet écart sera
9 multiplié par le prix soumis pour
10 cette compensation.

11 La question qu'on avait, c'est : comment sera
12 déterminé l'écart de livraison?

13 (11 h 00)

14 M. STÉPHANE DUFRESNE :

15 R. Bon. Évidemment, cette réponse-là, on l'a élaborée
16 suite... Bien, c'est un complément. Donc, on
17 n'avait pas... Dans la demande de renseignements
18 initiale, on n'était pas encore rendu à ce niveau-
19 là, parce qu'on était encore à l'étape de
20 l'approbation du produit. Mais on a un peu donné
21 l'esprit de l'évaluation, comment elle pourra avoir
22 lieu. Puis je vous rappellerai aussi que le guide
23 d'évaluation sera déposé à la Régie préalablement
24 au dépôt des soumissions. Donc, la méthode qu'on
25 emploiera sera vérifiée par nos vérificateurs et

1 aussi par la Régie.

2 Mais je vais peut-être expliquer la réponse
3 ici. Il va y avoir trois composantes à
4 l'évaluation. Donc, le premier, en principe, le
5 plus gros morceau, c'est le coût du service
6 d'équilibrage, donc les retours d'énergie. Ça,
7 c'est la première composante qu'on va avoir. La
8 deuxième, c'est... Dans l'ordre qu'on a indiqué
9 ici, ça va être la compensation pour l'écart de
10 production éolienne, donc la compensation en fin
11 d'année. Ça peut être, l'énergie peut être à
12 trente-six (36) ou à trente-cinq (35). Donc, c'est
13 de ça dont on parle ici.

14 Le pourcentage en question, il n'est pas
15 statué encore. Les hypothèses qu'on pourrait
16 regarder, c'est... vous savez, on a trente-six pour
17 cent (36 %) de données confirmées au niveau des
18 contrats. On a trente-six pour cent (36 %) au
19 niveau des données simulées sur trois mille
20 mégawatts (3000 MW) sur trente-six (36) ans. Donc,
21 un pour cent (1 %) pourrait s'avérer un pourcentage
22 correct dans ce cadre-là. Donc, il y aurait un pour
23 cent (1 %) à la hausse, un pour cent (1 %) à la
24 baisse. Ce que ça veut dire, c'est que, en fin
25 d'année... En fait, pour nuancer, ici, c'est aux

1 fins d'évaluation, on s'entend. Donc, on fait
2 l'évaluation. On a regardé le pourcentage à la
3 hausse et à la baisse tout simplement.

4 Dans les faits, lorsqu'on présentera le
5 coût global des soumissions, bien, cette
6 composante-là ne sera pas présentée. Parce que,
7 nous, ce qu'on va regarder, c'est le coût du
8 service. Donc, ça, c'est pour les fins
9 d'évaluation, à savoir le fournisseur devra
10 soumettre, pour la composante 2, le fournisseur
11 devra soumettre une formule de prix, un type de...
12 sa tarification pour cette composante-là.

13 C'est pour ça que je mentionne qu'il va y
14 avoir deux scénarios : un scénario à la hausse, un
15 scénario à la baisse. Parce que, bon, si c'est un
16 prix unique, bien, ça va s'annuler. Donc, il faudra
17 considérer les deux cas. Pour l'autre cas, j'en ai
18 parlé un petit peu tantôt. On va soumettre une
19 grille, une grille d'écart de prévision sur...
20 plutôt une grille sur la prévision éolienne. Donc
21 un horizon de un à quarante-huit heures (1-48 h).
22 Donc, encore là, le soumissionnaire, ici, on l'a
23 bien dans le cadre de notre preuve et demande de
24 renseignements, il pourra nous soumettre une
25 formule. On n'a pas encore statué, comme je vous

1 dis, le type d'indexation. Il pourra nous soumettre
2 une tarification associée à ça.

3 Présentement, dans l'entente, il y en a une
4 tarification à ça associée à cet écart-là. Je l'ai
5 mentionné hier, c'est un dollar du mégawatt-heure
6 exprimé en dollars de deux mille sept (2007). Mais
7 ici, donc le fournisseur pourrait choisir de ne pas
8 soumettre de tarification associée à ça ou bien
9 d'en soumettre une.

10 Donc, pour l'évaluation, on va prendre
11 l'ensemble de ces coûts-là. Et ce qui va compter,
12 c'est non pas les millions de dollars, parce que
13 les millions de dollars vont perdre un petit peu de
14 sens ou le sens de l'évaluation, parce qu'ils
15 vont... c'est comme constater... si je prends la
16 partie écarts des prévisions, nous, on va supposer
17 des écarts de prévisions récurrentes à chaque
18 horizon de prévisions qu'il va choisir. Mais ça va
19 gonfler le coût global. Mais ce qui va compter,
20 nous, ici, c'est le coût unitaire, le coût unitaire
21 de cette offre-là. Quand on va parler du service en
22 soi, on va présenter le coût du service
23 d'équilibrage, donc la valeur numéro 1, ce que
24 j'appelle les retours d'énergie.

25

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 Q. [117] Merci pour cette réponse. Et maintenant ma
3 dernière question ou ligne de questions, c'est en
4 lien avec la pièce B-42, la DDR numéro 3 de la
5 Régie, donc B-42 (HQD-2, Document 1.3) pages 7 et
6 8. Dans les faits, c'est la réponse 3.1. Et hier,
7 maître Sicard pour UC vous avait... puis je vais
8 peut-être vous envoyer aux notes sténos d'hier.
9 J'ai une question bien... juste pour compléter les
10 notes sténos d'hier à la page 122 aux lignes 10 à
11 22. Donc, vous aviez un échange avec la procureure
12 d'UC sur... puis je suis à la question 136, 137, on
13 vous demandait, bon, si vous aviez effectué...
14 parce qu'il y a les deux côtés de l'équation dont
15 il était fait mention ici dans l'analyse. Et ma
16 consoeur vous dit :

17 Q. Je comprends que vous ne l'avez
18 pas fait parce que vous n'aviez pas
19 les deux côtés de l'équation, vous
20 n'avez même pas essayé de faire un des
21 côtés de l'équation pour essayer de
22 voir jusqu'où vous pouviez aller de
23 l'autre côté pour que ce soit
24 avantageux?

25 Là, vous répondez :

1 R. Non.

2 Et je ne vous demanderai pas la question de faire
3 l'étude. Mais je comprends, est-ce que c'est
4 compliqué? Parce que faire cette analyse-là dont il
5 a été fait mention hier, est-ce que c'est complexe
6 ou c'est facile à faire?

7 R. Quel côté de l'équation?

8 Q. [118] Bien, le côté du Distributeur -comment dire-
9 ce que vous possédez... Parce que, hier, vous
10 répondiez qu'il y a... un côté de l'équation, c'est
11 les fournisseurs. Et vous n'avez pas l'information.
12 Et l'autre côté, c'était ce que vous aviez en main.

13 R. Ce n'est pas une question que c'est compliqué à
14 faire, c'est une question que je n'ai pas de coût
15 comparable. Je n'ai pas d'offre sur la table pour
16 dire, une offre à trente-cinq pour cent (35 %)
17 uniforme serait mieux ou pire qu'une offre à
18 quarante pour cent (40 %) en hiver, trente pour
19 cent (30 %) en été. C'est ça qu'on a expliqué hier.
20 Puis je continue à le mentionner, c'est que ce
21 n'est pas que c'est compliqué, c'est une question
22 qu'on n'a pas l'information.

23 (12 h 07)

24 Q. [119] O.K. Parfait. Mais la question, ce qu'on me
25 disait, êtes-vous capable de déterminer combien ça

1 vaut pour vous?

2 R. Quel prix je mets? Je mets quel prix? On n'a pas
3 d'offre sur la table, là.

4 Q. [120] Excusez-moi. La question c'est, êtes-vous
5 capable d'évaluer l'impact positif sur vos
6 approvisionnements à vous?

7 R. Je vais me répéter. Le scénario quarante - trente
8 (40-30), je mets quoi comme prix? Je ne prendrai
9 pas une hypothèse puis sortir ça ici puis en plus,
10 si j'en avais une, est-ce que vous pensez que je la
11 révélerais? C'est de soumettre au fournisseur toute
12 la valeur qu'on pourrait avoir de ça. Donc on n'a
13 pas porté d'hypothèse, on n'a pas d'offre sur la
14 table. Je n'ai pas de document, je ne sais pas s...
15 Il me semble que c'est assez clair.

16 Q. [121] O.K. Je veux bien comprendre. Alors je vous
17 remercie. Ça va terminer nos questions, nos
18 réponses... nos questions, pardon.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Oui, oui. Les réponses viendront plus tard Maître
21 Turmel mais merci beaucoup. Merci. Maître Fortin
22 pour la Régie?

23 INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

24 Merci Monsieur le Président. Alors bonjour
25 Messieurs. Good morning Mr. Hanser.

1 Q. [122] Ma première question s'adresse à monsieur
2 Dufresne. Je vais vous référer à la transcription
3 de votre témoignage d'hier. C'est à la page 178,
4 aux pages 178 à 180. Lors du contre-interrogatoire
5 fait par maître Annie Gariépy pour le compte du
6 RNCREQ, et ça concernait le rapport de suivi de
7 l'entente d'intégration éolienne. Au trente et un
8 décembre deux mille treize (2013), vous indiquiez,
9 et là je suis à la page 180, que pour les résultats
10 du quatrième trimestre, le rapport sera déposé, et
11 vous dites incessamment, et que les données dont
12 elle voulait prendre connaissance pour le dernier
13 trimestre seraient dans ce rapport-là. Est-ce que
14 vous pourriez nous indiquer s'il y a une
15 possibilité que ce rapport-là soit prêt pour les
16 fins du présent dossier avant la fin de l'audience?

17 M. STÉPHANE DUFRESNE :

18 R. Je présume que oui. Présent du fin dossier, vous
19 voulez dire à quelle date. C'est sûr qu'il reste
20 encore...

21 Q. [123] Bien nous avons une audience en cours dans la
22 mesure où on pourrait peut-être vouloir s'y référer
23 pour fins de comparaison ou pour fins
24 d'argumentation le cas échéant. Parce
25 qu'évidemment, il y a toute une preuve...

1 R. Oui.

2 Q. [124] ... sur la question de quelles sont les
3 données de référence qui devraient être utilisées,
4 les données que vous proposez.

5 R. Je vais...

6 Q. [125] Je sais que d'autres intervenants proposent
7 qu'elles devraient être utilisées, alors ça
8 pourrait être utile d'avoir au moins le portrait
9 deux mille treize (2013) au complet.

10 R. O.K. Bien on va...

11 Q. [126] Sans présumer de l'usage qu'on en fera, là.

12 R. Non, ça va. Mais effectivement, on va vérifier s'il
13 peut être soumis, là, d'ici, donc on parle de d'ici
14 vendredi dans le fond. Je n'ai pas vu tout le
15 rapport complet présentement, mais je présume que
16 ça peut être accéléré, là.

17 Q. [127] Est-ce que vous pourriez prendre l'engagement
18 de vérifier puis...

19 R. Oui.

20 Q. [128] ... par l'intermédiaire de votre procureur,
21 ou vous-même, nous fournir cette information-là?

22 LE PRÉSIDENT :

23 Maître Fraser?

24 Me ÉRIC FRASER :

25 Oui, il n'y a pas de problème. Ça sera l'engagement

1 numéro...

2 LE PRÉSIDENT :

3 3?

4 Me ÉRIC FRASER :

5 3. Donc vérifier... 4...

6 LE PRÉSIDENT :

7 4, oui, oui.

8 Me PIERRE R. FORTIN :

9 L'engagement numéro 4 je crois.

10 Me ÉRIC FRASER :

11 Donc si je comprends bien...

12 LE PRÉSIDENT :

13 Je pensais que le 3 n'avait pas eu lieu, mais en

14 tout cas, écoutez...

15 Me PIERRE R. FORTIN :

16 Ah! peut-être, oui.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Je pensais que ce matin il y avait eu un engagement

19 mais on avait comme répondu...

20 Me ÉRIC FRASER :

21 Madame la greffière me dit 4.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Ah! si madame la greffière dit 4, c'est 4. Vous

24 comprenez qui décide.

25

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Alors l'engagement sera de vérifier la possibilité
3 de déposer les données trimestrielles sur le suivi
4 de l'entente d'intégration éolienne d'ici à la fin
5 de l'audience?

6 Me PIERRE R. FORTIN :

7 Pour le quatrième trimestre, oui. Enfin c'est le
8 dernier...

9 Me ÉRIC FRASER :

10 Pour le dernier trimestre...

11 Me PIERRE R. FORTIN :

12 C'est le dernier qui... oui, O.K. qu'il nous reste
13 à recevoir.

14 Me ÉRIC FRASER :

15 ... oui, oui. Qui... Donc on va regarder tout ça.
16 Ce sera l'engagement numéro 4.

17 Me PIERRE R. FORTIN :

18 Merci

19 LE PRÉSIDENT :

20 Merci Maître Fraser.

21

22 E-4 (HQD) : Vérifier la possibilité de déposer les
23 données trimestrielles pour le
24 quatrième trimestre sur le suivi de
25 l'entente d'intégration éolienne

1 (demandé par la Régie)

2

3 Me PIERRE R. FORTIN :

4 Q. [129] Ma prochaine question s'adresse à monsieur
5 Paquet. Je vais vous référer à la pièce B-0023.
6 C'est en réponse à la demande de renseignements de
7 S.É./AQLPA, c'est le document HQD-2, Document 7, à
8 la page 11, enfin aux pages 10 et 11. Alors
9 l'intervenant vous réfère à l'une des exigences
10 qui étaient mentionnées dans la preuve du
11 Distributeur, à savoir que le service devrait être
12 accessible à des producteurs asservis ou non au RFP
13 et S.É./AQLPA vous demandait d'élaborer sur les
14 difficultés et les risques pouvant découler du fait
15 que le service soit offert par des équipements non
16 asservis au RFP éventuellement. La réponse du
17 Transporteur, et je la cite, est la suivante :

18 Lorsqu'un équipement est asservi au
19 RFP, la consigne agit directement sur
20 l'unité de production. Par contre,
21 lorsqu'un lien ICCP est utilisé, la
22 consigne est transmise à un opérateur
23 qui doit prendre action pour modifier
24 la production.

25 Vous ajoutez :

1 Le risque de ne pas répondre dans le
2 délai prescrit ou d'erreur est plus
3 grand pour une consigne transférée par
4 un lien ICCP.

5 Et vous ajoutiez que :

6 Un mécanisme de pénalités sera mis en
7 place pour limiter les déviations aux
8 consignes de programmation.

9 Ma question est d'ordre général. À votre
10 connaissance, Monsieur Paquet, est-ce que c'est une
11 pratique courante de demander à un opérateur de
12 centrale de répondre à des consignes à la minute
13 dans le cas évidemment où il n'y a pas
14 d'asservissement au RFP, là, on s'entend?

15 M. PIERRE PAQUET :

16 R. Ce n'est pas une pratique courante.

17 (11 h 12)

18 Q. [130] Parfait. Merci. Je réfère maintenant les
19 témoins, et je ne sais pas lequel répondra, mais
20 c'est à la pièce B-036. Il y a la réponse à la
21 demande de renseignements numéro 2 de la Régie,
22 donc la pièce HQD-2, document 1.2, à la page 14,
23 enfin aux pages 13 et 14. En préambule, la Régie
24 citait votre pièce B-04, annexe B, page 1, qui
25 indique, et je cite :

1 La quantité de moyens de production ou
2 la quantité de charges du fournisseur,
3 mise à la disposition du Transporteur,
4 doit être suffisante pour compenser ou
5 absorber la production éolienne
6 variable, et ainsi assurer en tout
7 temps les retours d'énergie demandés
8 par le Distributeur.

9 Vous ajoutez :

10 À cet effet, chaque fournisseur doit
11 mettre à la disposition du
12 Transporteur une plage de variation
13 dont l'importance sera fonction de sa
14 quantité contractuelle.

15 La Régie vous demandait, à la question 8.1,
16 d'indiquer la plage de variation de production
17 exigée en pourcentage de la quantité contractuelle
18 à mettre à la disposition du Transporteur. Et là,
19 vous indiquez en réponse :

20 Chaque fournisseur sera responsable de
21 déterminer les ressources (équipements
22 assujettis au RFP ou à la consigne de
23 programmation) qu'il mettra à la
24 disposition du Transporteur afin
25 d'assurer la bonne prestation du

1 service d'intégration éolienne...

2 Et là, je saute un bout de la réponse. Vous
3 indiquez ensuite :

4 La plage de variation de chaque
5 fournisseur, suivant les installations
6 utilisées pour offrir le service, doit
7 être établie en considérant que le
8 taux de production éolienne peut
9 varier de 0 % à 100 % et que les
10 retours d'énergie demandés sont de
11 35 % de la quantité contractuelle.

12 Alors, ça, il en a été fait longuement état depuis
13 deux jours. Ma première question est la suivante :
14 est-ce que la Régie a raison de comprendre que si
15 le fournisseur choisit d'asservir ses unités de
16 production au RFP, il fournira un service de
17 réglage de fréquence?

18 M. PIERRE PAQUET :

19 R. Les unités qui sont asservies au réglage fréquence-
20 puissance fournissent un... effectivement, un
21 service de réglage de la fréquence fine, donc une
22 modulation très fine.

23 Q. [131] Parfait. Merci. Est-ce que, de l'avis du
24 Distributeur ou du Transporteur, selon le cas, qui
25 peut répondre à cette question-là, est-ce que la

1 même plage de variation, est-ce que vous croyez que
2 le fournisseur devra fournir la même plage de
3 variation, qu'il fournisse ses unités... qu'il
4 assujettisse ses unités de production au RFP ou
5 qu'il les assujettisse plutôt à une consigne du CCR
6 à la minute? Est-ce que c'est la même plage de
7 variation que vous croyez que le fournisseur devra
8 fournir?

9 Me ÉRIC FRASER :

10 J'aimerais vous demander de reprendre votre
11 question, s'il vous plaît.

12 Me PIERRE R. FORTIN :

13 Q. [132] Que ce soit un assujettissement de ses unités
14 de production au RFP ou que ce soit à la consigne
15 du CCR, à la minute, est-ce que c'est l'avis du
16 Transporteur ou du Distributeur, selon le cas, que
17 le fournisseur devra, dans l'un et l'autre cas,
18 fournir la même plage de variation? Ou si elle sera
19 différente selon qu'il choisit d'asservir au RFP
20 plutôt qu'à la consigne à la minute?

21 M. PIERRE PAQUET :

22 R. Quand vous parlez de plage de variation, qu'est-ce
23 que vous entendez?

24 Q. [133] Les plages de variation qui sont indiquées à
25 la réponse à laquelle je vous ai référé, votre

1 réponse.

2 R. En fait, j'aimerais prendre l'engagement
3 d'approfondir. J'aurais spontanément une idée à
4 vous répondre là-dessus, mais j'aimerais mieux
5 vérifier.

6 Q. [134] Parfait. Ça va. Ce sera l'engagement numéro
7 5.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui, pouvez-vous le formulez, Maître Fortin? Maître
10 Fraser, c'est sage. Alors, Maître Fortin, vous nous
11 libellez cet engagement?

12 Me PIERRE R. FORTIN :

13 Je vais tenter de reprendre mes propos exactement
14 comme je les ai formulés.

15 Q. [135] Alors, en référence à la pièce B-036, page
16 14, à la réponse 8.1 de la demande de renseignement
17 numéro 2 de la Régie, et en référence plus
18 particulièrement à la plage de variation de chaque
19 fournisseur, à laquelle la réponse réfère, la
20 question est la suivante : est-ce que Hydro-Québec,
21 et là c'est soit le Transporteur soit le
22 Distributeur, mais je comprends que c'est monsieur
23 Paquet qui va répondre, donc est-ce que le
24 Transporteur croit que le fournisseur devra fournir
25 la même plage de variation, qu'il choisisse

1 d'assujettir ses unités de production au RFP ou
2 qu'il choisisse de les assujettir à une consigne du
3 CCR à la minute. Et si la plage sera différente,
4 veuillez élaborer, évidemment, sur... dans l'un et
5 l'autre cas, si c'est pareil pourquoi, si ce n'est
6 pas pareil, pourquoi. Pour qu'on comprenne bien ce
7 qui va se passer.

8
9 E-5 (HQD) : En référence à la pièce B-036, page
10 14, à la réponse 8.1 de la demande de
11 renseignement numéro 2 de la Régie, et
12 en référence plus particulièrement à
13 la plage de variation de chaque
14 fournisseur, à laquelle la réponse
15 réfère, la question est la suivante :
16 est-ce que le Transporteur croit que
17 le fournisseur devra fournir la même
18 plage de variation, qu'il choisisse
19 d'assujettir ses unités de production
20 au RFP ou qu'il choisisse de les
21 assujettir à une consigne du CCR à la
22 minute. Et si la plage sera
23 différente, élaborer, dans l'un et
24 l'autre cas, si c'est pareil,
25 pourquoi, si ce n'est pas pareil,

1 vous avez précisé que la pratique courante de
2 demander à un opérateur de centrale de répondre à
3 des consignes à la minute, en fait que ce n'était
4 pas une pratique courante. Quelles sont les
5 contraintes reliées à ce type de pratique dans les
6 faits? Est-ce qu'un opérateur ait l'obligation de
7 réagir, là, de répondre à des consignes à la
8 minute, c'est réalisable, j'imagine, mais
9 j'aimerais vous entendre sur les difficultés que
10 cela peut représenter?

11 M. PIERRE PAQUET :

12 R. Alors, à la question tout à l'heure, j'avais
13 compris que, quand on parle d'un opérateur, on
14 parle donc d'une personne qui, physiquement, va
15 recevoir un appel pour faire opérer une machine,
16 donc dans un sens ou dans l'autre. Évidemment, une
17 minute, c'est les consignes qui sont données aux
18 équipements doivent passer par tout un processus de
19 chaîne de communication, donc qui commence par une
20 autorisation ou une demande qui est faite par le
21 centre de conduite du réseau qui est transmise à un
22 centre de téléconduite régional qui va, par la
23 suite, être donc transmise à la centrale comme
24 telle. Alors, cette chaîne de communication là
25 prend en soi un certain temps. Alors, s'il fallait

1 qu'il y ait des communications à chaque minute, ce
2 serait un processus très long qui nous amènerait
3 nécessairement à devoir déborder de la minute pour
4 pouvoir avoir une réponse des groupes ou des unités
5 qui seraient concernées.

6 Q. [138] D'accord. C'est beau. Merci.

7 R. Merci.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Monsieur Paquet, est-ce que vous voulez rajouter?

10 Je vous vois un peu interrogateur.

11 M. PIERRE PAQUET :

12 R. Non. C'est que, en fait, je voyais dans la réponse,
13 on parlait d'un lien ICCP. Quand on parle d'un lien
14 ICCP, on ne parle pas d'une communication, donc qui
15 est une communication téléphonique, comme je
16 l'indiquais, et en fait le lien ICCP est une
17 consigne qui va être donnée électroniquement par un
18 lien de télécommunication directement à l'unité.
19 Donc, dans ce cas-ci, évidemment, la réponse va
20 être instantanée. Alors que, dans un lien
21 téléphonique de commande qui serait fait, le délai
22 serait beaucoup trop long.

23 Me LOUISE ROZON :

24 Q. [139] Donc, le lien ICCP, c'est un lien
25 électronique?

1 R. Le lien ICCP, effectivement, c'est un lien qui
2 relie directement le centre de conduite à
3 l'équipement et qui va lui donner une consigne
4 d'opérer donc dans la minute. Alors, ce lien-là va
5 permettre à l'équipement de réagir, de recevoir la
6 consigne et de réagir donc instantanément. Alors
7 qu'autrement, ce serait des mécanismes de
8 communication qui seraient beaucoup trop longs.

9 Q. [140] C'est beau. Merci.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Maître Fraser, la formation n'a plus de questions
12 pour le panel. Est-ce que vous avez, vous...

13 RÉINTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

14 Oui, je vais avoir... je vais avoir au moins une
15 question en réinterrogatoire.

16 (11 h 23)

17 Me ÉRIC FRASER:

18 Q. [141] Mr. Hanser, my questions for re-examination
19 are for you. While you were being examined, or
20 cross-examined by EBM's attorney, you were asked a
21 series of questions regarding the documents that
22 you read or took cognisance of before reading your
23 report. As I was looking at the transcript, it
24 seems that, from your answers, that you have not
25 received any documents from Hydro-Québec, is that

1 right?

2 Mr. PHILIP Q. HANSER:

3 A. So let me explain. Most of the documents we took,
4 we took from the Régie actually, from the website,
5 we were given the locations about where the
6 documents were. I availed myself of Hydro-Québec's
7 translations of a couple of the documents, because
8 they were in French...

9 Q. [142] Okay.

10 A. ... but essentially, we were taking the public
11 documents that were on the website and all. I never
12 received anything from HQD that was internal, we
13 only used public information.

14 Q. [143] Okay.

15 A. And in fact, I didn't see the description of my
16 testimony until some time later, after they had
17 filed what it is that they had filed, and they
18 never interacted with me in terms of suggesting
19 what I should say in my testimony either. So we
20 went our separate ways, so to speak.

21 Q. [144] Okay, so I understand from your answer that
22 you took cognisance of the background, you took
23 cognisance of HQD's evidence? Say yes in the mike,
24 please.

25 A. Yes, I'm sorry, I'm shaking my head, that's bad as

1 a witness.

2 Q. [145] I also understand that you have had a look at
3 the Orders in Council that are...

4 LE PRÉSIDENT :

5 Maître Fraser... oui, Maître Hamelin?

6 Me PAULE HAMELIN :

7 C'est un réinterrogatoire, les questions sont très
8 suggestives, il demande s'il a pris connaissance de
9 A, B, C; alors je m'objecte à la façon dont il pose
10 les questions.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Maître Fraser?

13 Me ÉRIC FRASER :

14 Je vais reformuler.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci.

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Mais je vais me permettre un commentaire. Nous
19 sommes dans un processus de... nous sommes dans un
20 processus d'approbation de caractéristiques et il
21 m'apparaît que ce qui est de la plus haute
22 importance ici, c'est que toute l'information soit
23 au dossier et que la Régie ait toute l'information
24 pertinente pour lui permettre de rendre une
25 décision éclairée. Alors ce sera mon seul

1 commentaire. Cela étant dit :

2 Q. [146] Mr. Hanser, I would like you maybe to give us
3 a glimpse at the documents that you have... that
4 you have read or looked at before... before making
5 your report.

6 Mr. PHILIP Q. HANSER:

7 A. Let's see, Order in Council 352-...

8 Q. [147] You don't have to go into that much detail...

9 A. Oh! you don't need that much detail.

10 Q. [148] ... but generally the documents that you
11 have...

12 A. The orders that were sent out, the various R-3775
13 and so on that were on the website, all the
14 documents that were provided; Mr. Marshall's
15 testimony; Mr. Raymond's testimony; references in
16 those testimonies we looked at; the EIE, in French,
17 my French is not very good but I tried my best to
18 translate it...

19 Q. [149] Okay.

20 A. ... and those sorts of things.

21 Q. [150] There was also a question about wind
22 integration studies, Maître Hamelin asked you some
23 questions if you had a look at some of the wind
24 integration studies that are mentioned in Mr.
25 Marshall's evidence; did you have a look at those

1 studies?

2 A. Yes, I looked at, and particularly, there's a paper
3 by, I'm not going to say the name properly, it says
4 like Gregory Giebel...

5 Q. [151] Okay.

6 A. ... which was on, you know, "Wind power has a
7 capacity credit a catalogue of 50+ supporting
8 studies..." -- I'm sorry, I did that too quickly --
9 the reference is to Gregory Giebel's "Wind power
10 has a capacity credit...", and there's a whole
11 series of studies there. And there were some other
12 materials that we looked at in Marshall's papers.

13 Me ÉRIC FRASER:

14 Okay. Thank you very much, Mr. Hanser. I don't have
15 any further questions. Alors, Monsieur le
16 Président, ça termine mon réinterrogatoire. Je n'ai
17 pas d'autres questions. Je vous remercie.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci, Maître Fraser. Il est onze heures trente
20 (11 h 30), Maître Hamelin, nous devons terminer
21 aujourd'hui vers moins quart, moins dix, et nous
22 devons terminer à trois heures (3 h) de façon
23 impérative cet après-midi, alors ce que je propose,
24 c'est qu'on prenne la pause maintenant, de dîner,
25 parce que commencer pour dix minutes, quinze (15)

1 minutes, je n'en vois pas nécessairement l'utilité.
2 Donc on redébutera, on débutera donc cet après-midi
3 avec vous et puis à ce moment-là, tout le monde
4 sera installé, on commencera, et on ira le plus
5 possible jusqu'à trois heures (3 h) sans pause pour
6 essayer de couvrir, vous nous aviez annoncé, je
7 pense, c'est deux heures trente, pour essayer de le
8 couvrir. Ça vous va?

9 Me PAULE HAMELIN :

10 Oui.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Merci. Alors nous... oui... oui, j'y arrivais,
13 merci de me le rappeler. On va donc libérer les
14 témoins. On prend juste en note qu'il y a quand
15 même encore des engagements à fournir, sous la
16 présentation des engagements, on libère les témoins
17 et on vous souhaite un bon appétit! Merci. Oui, on
18 reprend à une heure (1 h), treize heures (13 h). On
19 va aller de treize à quinze (13 - 15 h), O.K.

20 Merci.

21 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

22 REPRISE DE L'AUDIENCE

23

24

1 (13 h 05)

2

3 PREUVE AQCIE/CIFQ - EBM

4

5 LE PRÉSIDENT :

6 Bon début d'après-midi, Maître Hamelin. Alors on
7 est en route pour écouter votre preuve.

8 Me PAULE HAMELIN :

9 Tout à fait, Monsieur le Président. Bonjour. Tout
10 d'abord, juste au niveau des documents
11 additionnels, j'ai remis à madame la greffière
12 trois documents, mais avant ça, juste m'assurer, on
13 a parlé depuis le début de cette audience-là de
14 différentes études dont j'ai fait référence à
15 quatre études, celle de la contribution en
16 puissance et les trois autres études qui sont de
17 deux mille neuf (2009) dont mon expert fait
18 référence dans sa preuve. Je voulais juste savoir
19 si la Régie voulait qu'on les soumette de façon
20 spécifique par le biais du système de production de
21 pièces. Sinon, j'imagine que la Régie a pu avoir
22 accès à ces documents-là. Alors, moi, je prends
23 pour acquis qu'ils sont intégrés à la preuve. Mais
24 si la Régie souhaite les avoir de façon distincte,
25 ça me fera plaisir de les envoyer sous le SDÉ.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Généralement, on souhaite que ce soit au SDÉ.

3 Me PAULE HAMELIN :

4 Bon. Alors, ce que je vais faire, c'est, si vous me
5 le permettez, dès demain je vais envoyer, en fait
6 dès la fin de l'audience ce soir, je vais envoyer
7 un document, sinon très tôt demain matin, avec les
8 quatre documents en question au niveau des études.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Parfait. Merci.

11 Me PAULE HAMELIN :

12 Alors, au niveau des trois documents additionnels
13 dont on fera référence, j'ai déjà remis, donc comme
14 je le disais à tout le monde, les documents
15 suivants pour prendre de l'avance. Alors, le
16 premier document va être un document du NPCC qui
17 s'intitule « 2011 Québec Balancing Authority Area
18 Comprehensive Review of Resource Adequacy ». Ça va
19 être sous la cote C-EBM-27.

20

21 C-EBM-0027 : Extrait du NPCC 2011 Québec Balancing
22 Authority Area Comprehensive Review of
23 Resource Adequacy

24

25 Le deuxième document auquel monsieur Marshall va

1 faire référence, c'est des corrections, une page de
2 corrections de son rapport que l'on appelle « Mr.
3 Marshall Report Errata », qui est EBM-28.

4

5 C-EBM-0028 : Mr. Marshall Report Errata

6

7 Et finalement la présentation de monsieur Marshall
8 qui va être sous la cote EBM-29.

9

10 C-EBM-0029 : Présentation PowerPoint par William K.
11 Marshall

12

13 En date du premier (1er) octobre deux mille treize
14 (2013), on a transmis à la Régie une demande de
15 qualification de monsieur Marshall. C'est la pièce
16 EBM-11. Et on demandait à ce que monsieur Marshall
17 soit qualifié à titre d'expert en planification des
18 réseaux électriques, en réglementation et
19 tarification des services de transport. Son CV a
20 déjà été produit sous la pièce EBM-12. Il n'y a pas
21 eu de contestation de sa qualification. Alors, je
22 vais demander à la Régie de reconnaître monsieur
23 Marshall à titre d'expert en planification des
24 réseaux électriques, en réglementation et
25 tarification des services de transport.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Alors, écoutez, Maître Hamelin, la Régie reconnaît
3 donc monsieur Marshall à titre d'expert en
4 planification et opération des réseaux électriques
5 en réglementation et tarification des services de
6 transport.

7 Me PAULE HAMELIN :

8 Parfait. Alors, je propose maintenant d'adopter
9 l'ensemble de la preuve par les différents témoins
10 sur le panel. Et quant à moi, ce sera monsieur
11 Marshall et monsieur Cormier. Mon collègue va
12 suivre pour l'adoption de la preuve quant à
13 l'AQCIE/CIFQ par la suite.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Ça nous convient.

16 Me PAULE HAMELIN :

17 Je commence. Peut-être à assermenter les témoins à
18 ce stade-ci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Parfait.

21

22 L'an deux mille quatorze (2014), ce douzième (12e)
23 jour du mois de février, ONT COMPARU :

24

25 WILLIAM K. MARSHALL, ... Consulting WKM Energy

1 Consultants Inc., ayant une place d'affaires au
2 653, Aberdeen Street, Fredericton (New Brunswick)
3 E3B 1S6;

4
5 OLIVIER CHAREST, analyste en énergie et avocat,
6 ayant une place d'affaires au 470, avenue
7 Villeneuve, Outremont (Québec);

8
9 PASCAL CORMIER, directeur Affaires réglementaires
10 pour Énergie Brookfield, ayant une place d'affaires
11 au 1501, McGill College, suite 1620, Montréal
12 (Québec);

13
14 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
15 solennelle, déposent et disent :

16
17 INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN :

18 Q. [152] Mr. Marshall, I refer you to your report,
19 filed as EBM-0015, have you prepared this report?

20 Mr. WILLIAM K. MARSHALL:

21 A. Yes.

22 Q. [153] Do you have corrections that you would like
23 to make to this report?

24 A. Yes, there's an Errata sheet that I've prepared,
25 there are some typographical errors and some

1 reference errors.

2 Me PAULE HAMELIN :

3 C'est le document, Monsieur le Président, EBM-0028,
4 que l'on vous a, que l'on a déposé.

5 Q. [154] Mr. Marshall, do you adopt this evidence as
6 your testimony in this file?

7 A. Yes, I do.

8 Q. [155] Monsieur Cormier, je vous réfère à la pièce
9 EBM-0014 ainsi qu'à la pièce EBM-0017, qui était
10 les réponses à la demande de renseignements de la
11 Régie, avez-vous participé à la préparation de
12 cette preuve?

13 M. PASCAL CORMIER :

14 R. Oui.

15 Q. [156] Adoptez-vous ces documents pour valoir comme
16 votre témoignage dans le présent dossier?

17 R. Oui, je l'adopte.

18 Me PIERRE PELLETIER :

19 Pierre Pelletier, pour l'AQCIE/CIFQ.

20 Q. [157] C'est assez inhabituel comme mode de
21 présentation alors, Monsieur Charest, est-ce que
22 vous avez participé à la préparation des deux
23 documents suivants, d'abord la pièce C-AQCIE-CIFQ-
24 0008, qui est le mémoire de l'AQCIE-CIFQ, et
25 deuxièmement, la pièce C-AQCIE-CIFQ-0011, qui est

1 la réponse à la demande de renseignements numéro 1
2 de la Régie?

3 M. OLIVIER CHAREST :

4 R. Oui.

5 Q. [158] Est-ce que vous avez des corrections ou des
6 modifications à apporter à ces documents?

7 R. Non.

8 Q. [159] Est-ce que vous les adoptez pour valoir à
9 titre de votre preuve écrite dans ce dossier?

10 R. Oui.

11 Me PIERRE PELLETIER :

12 Je vous remercie.

13 Me PAULE HAMELIN :

14 Alors, Monsieur le Président, on va commencer avec
15 la présentation de monsieur Marshall. J'aurai
16 des... oui, tout à fait, c'est ce qui est déjà là.
17 J'ai quelques questions ouvertes mais monsieur
18 Marshall va développer. Vous avez dit qu'on voulait
19 terminer à trois heures (3 h), là, je vais essayer
20 de faire le plus vite possible pour l'adoption de
21 la preuve, et cetera. Pour ce qui est de la
22 présentation de monsieur Cormier après monsieur
23 Marshall, je sais que si on regarde avec le temps,
24 je risque, on risque de déborder; alors ce que je
25 propose de faire, quand monsieur Marshall aura

1 terminé sa présentation, on pourra vérifier le
2 temps qu'il nous reste, je voudrais juste ne pas
3 couper monsieur Cormier dans sa présentation
4 alors...

5 LE PRÉSIDENT :

6 Oui, on va tout à fait prendre ça en considération.

7 Me PAULE HAMELIN :

8 D'accord, merci.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Merci.

11 Me PAULE HAMELIN:

12 Q. [160] Mr. Marshall, you have your presentation, can
13 you provide us with certain information on your
14 background and knowledge relevant to this file?

15 Mr. WILLIAM K. MARSHALL:

16 A. Yes. I'm an Electrical Engineer, with a Masters of
17 Science in Power Systems; thirty-seven (37) years
18 in the electric power business. I've been Director
19 of Strategic Planning at New Brunswick Power, doing
20 transmission, generation planning, open access
21 transmission tariffs.

22 I was President and CEO of the New
23 Brunswick System Operator for four years, where I,
24 we did wind integration studies; I was the
25 Reliability Coordinator for the Maritimes Area,

1 administrated the transmission tariff, was a member
2 of NPCC Reliability Coordinating Council, which is
3 the senior council, it does all approvals of NPCC
4 documents and filings. Basically similar
5 responsibilities to the System Operator of HQT in
6 terms of heads the Reliability Coordinator for the
7 Hydro-Québec grid.

8 And I've been an independent consultant for
9 five and a half years, working for the agencies
10 there, essentially governments, utilities, and
11 customers of utilities.

12 Q. [161] What were the main objectives of your report?

13 A. To review the reliability requirements for wind
14 integration, to analyze the application of Hydro-
15 Québec Distribution relative to those reliability
16 requirements; relative to the previous agreements,
17 of the EIÉ, the EGM, the CFQ; relative to isolated
18 wind balancing requirements; relative to FERC Order
19 764 on variable energy resource integration; and
20 relative to utility industry studies down across
21 North America by other utilities, on wind
22 integration; and to comment on Mr. Hanser's
23 evidence and to provide some conclusions and
24 recommendations.

25 Q. [162] I will ask you to explain what is required

1 for reliable integration of wind.

2 A. Yes. Reliable integration of wind requires a clear
3 understanding of electricity. It's important to
4 know that electricity cannot be stored, it travels
5 at the speed of light, and because of that, it is
6 the only product in the world that has to be
7 produced at the exact same time that it's consumed.
8 Now this requires that production be continuously
9 balanced in real time with consumption.

10 Now, the reliability aspects of electricity
11 have two significant components: adequacy and
12 security. Now, adequacy means, answers the question
13 essentially, are there enough resources. In other
14 words, the requirement is an amount of physical
15 resources, generation and transmission capability
16 to be able to meet a forecast load into the future.
17 Now, that future can be long-term planning, five
18 years, it can be next year, it can be next month,
19 next week or tomorrow.

20 What are the resources needed in order to
21 meet that future requirement? The security aspect
22 of reliability is in real time, can these physical
23 resources be operated continuously so that they
24 will continuously supply customers with the
25 electricity that they want? The requirement to do

1 that in real time requires operating flexibility to
2 provide ancillary services in real time in order to
3 continuously balance the load and the generation.

4 In order to have enough reserves available
5 to bring the system back into a stable state,
6 should there be a contingency? These are ancillary
7 services. Now these ancillary services are measured
8 in megawatts but they come from megawatts of real
9 capacity but they are not new megawatts, they're
10 essentially megawatts of physical capacity that are
11 operated to provide these balancing services rather
12 than to provide energy. Next slide.

13 Now, resource adequacy, when I talk about
14 sufficient capacity to reliably supply the forecast
15 load, the long-term criteria, and this is from the
16 North-East Power Coordinating Council, NPCC, is
17 that you not disconnect firm load any more than one
18 day in ten years. And in order to deal with that,
19 there is a requirement for each balancing area in
20 the NPCC region: Ontario, New York, New England,
21 the Maritimes and Quebec, to file a review of
22 adequacy every year. A comprehensive review is
23 filed every third year and an interim review, every
24 year in-between which essentially to demonstrate
25 that you meet that criteria. That is the primary

1 requirement of long-term resource adequacy of NPCC.

2 But in addition, you have to file an 18-
3 month adequacy report and you have to file reports
4 showing that each week ahead over the next weeks
5 you're going to meet the requirement.

6 Now inherent in that, it's a probabilistic
7 evaluation. It's... you have enough resources to
8 meet the requirement looking forward at the next
9 winter in the next five years. And different than
10 the January second (2nd) peak, when we heard from
11 Hydro-Québec Distribution that wind only operated
12 at thirteen percent (13%) and they wanted thirty-
13 five percent (35%); well, it's important for the
14 Régie to understand that those are two different
15 things. The resource adequacy over the long-term
16 look at the wind and what the wind contributes to
17 be able to meet this one day in ten years and there
18 are times that the wind would be operating when
19 Hydro generators and other generators may be forced
20 out of service. And then there are times when the
21 wind is not blowing and the Hydro fills in. The
22 generation and the system help each other. So the
23 wind actually helps the Hydro and the Hydro helps
24 the wind so that together, they will meet this one
25 day in ten year criteria.

1 And I'll talk a little more later about the
2 need for the thirty-five percent (35%) or I should
3 say, the desire for the thirty-five percent (35%)
4 for a specific peak hour. But for this long-term
5 adequacy, NPCC accepts wind generation in Quebec at
6 thirty percent (30%) of its name-plate capacity.
7 And that's for the long-term adequacy.

8 Now Hydro-Québec Distribution have said
9 they want an additional five percent (5%) in
10 their... through this application. That five
11 percent (5%), in my view, is not required for
12 integration of wind. The issue for integration of
13 wind relates to the security aspect, the real time
14 operation of the system. If the Hydro-Québec system
15 is short of capacity long-term, as they show in
16 their supply plan, it's a choice as to where that
17 capacity can come from.

18 (13 h 21)

19 It is not, it is simply a requirement that
20 you have enough capacity to meet the criteria. So,
21 the extra five percent (5%) that Hydro-Québec
22 Distribution have in the application is not
23 required specifically for the integration of wind.
24 It is a desire on their part in order to count
25 towards long-term adequacy. That specific capacity

1 could come from any source. It could be purchased
2 outside the grid. It could be purchased from
3 Brookfield. So, it can be purchased from different
4 utilities. As it was for many years, where four
5 hundred megawatts (400 MW) of capacity purchased
6 from New Brunswick Power for twenty (20) years, up
7 to two thousand and eleven (2011). So, that... this
8 capacity for adequacy can come from different
9 sources.

10 Now, security is to, as I said,
11 continuously balance load and generation. Now,
12 there are different criteria to meet that are
13 provided through NERC. And these are requirements
14 of NERC. They are administered by NPCC. One of the
15 NERC control performance standards, CPS-1 and CPS-
16 2, they measure the actual performance of
17 essentially CCR in balancing the Québec system and
18 controlling frequency to within a specific
19 requirement. In order to do that, that requires
20 regulating reserve.

21 And it's important here, that terminology
22 can get, you know, mixed up at times. In the
23 Entente de Service Complémentaire, it's referred to
24 as frequency control service or frequency control
25 capability. In the industry, that frequency control

1 capability is generally referred to as regulation
2 or regulating reserve. So, those things are all
3 interchangeable in understanding what we're talking
4 about. So, when we're talking about regulation or
5 regulating reserve, we're talking about frequency
6 control service. That, this regulating reserve has
7 to be able to increase or decrease its output, and
8 it's done via automatic generation control.

9 Now, automatic generation control looks at
10 the system frequency, it looks at the net imbalance
11 between total load on the system, including native
12 load plus interconnections, and total generation on
13 the system, including hydro generation and wind
14 generation. When the total load and the total wind
15 don't balance, the difference, essentially, is what
16 they call an area control error, and that imbalance
17 signal is fed back automatically to the generators
18 on automatic generation control, and then they
19 adjust their output to correct that imbalance. And
20 as we heard from the CCR representatives, that is
21 not in real time, and it's actually done in about
22 six seconds, I believe that he stated.

23 Now, in addition to that, and we talked in
24 Mr. Hanser's evidence, he does break this out as
25 regulating reserve, essentially the capacity that

1 can respond within ten (10) minutes to bring any
2 system back into balance, and anything responding
3 in the ten (10) to sixty (60) minute interval, that
4 type of imbalance service is generally referred to
5 as load following. And studies that have been done
6 by Hydro-Québec, the studies that I refer to in my
7 report, indicate that six (6 MW) to thirty
8 megawatts (30 MW) of regulating reserve is what is
9 required to balance three thousand megawatts
10 (3000 MW) of wind on the Hydro-Québec system. And
11 that about eighty-two (82) to a hundred and fifty
12 megawatts (150 MW) of load following capability of
13 ten (10) to sixty (60) minute balancing is needed
14 for three thousand megawatts (3000 MW) of wind.

15 Now, that's in terms of those services for
16 balancing the system, there is another real time
17 reliability requirement related to security. And
18 just on this issue of security, another terminology
19 piece that I'd like to clarify, people often talk
20 about « well we have a secure long-term supply of
21 power », well, that word secure may be that there's
22 a secure long-term supply of power. The proper
23 terminology would be there is an adequate long-term
24 supply of power. Security in the electric power
25 business, refers specifically to the real time

1 operation to keep the system balanced and secure,
2 so that it can continue to supply customers. But,
3 in that security, there are times that there would
4 me a major contingency. And when there is a
5 contingency, that being a generator trips offline
6 or an interconnection fails, anything that gives an
7 instantaneous imbalance of generation, loss of
8 generation on the system, it's required to meet the
9 NERC disturbance control standard, DCS.

10 (13 h 28)

11 Now this applies for Hydro-Québec. For any
12 contingency greater than five hundred (500)
13 megawatts, they would have to file with NPCC and
14 demonstrate that they met the requirement. And the
15 requirement is that they have to get the schedule
16 on all of the interconnections back to where, to
17 their pre-disturbance schedule within fifteen (15)
18 minutes, and that they have to restore all the
19 operating reserves on the system within a hundred
20 and five (105) minutes.

21 In order to do that, Hydro-Québec
22 TransÉnergie carries a thousand (1,000) megawatts
23 of ten (10) minute reserve, of which two hundred
24 and fifty (250) megawatts has to be spinning, and
25 if they fail to recover on a disturbance control,

1 the penalty would be that they would have to
2 increase the amount of spinning reserve.

3 Now normally, they have to carry twenty-
4 five percent (25%), they would have to increase it
5 to forty-five percent (45%), and then have to
6 recover from two successful events before they
7 could start to decrease it back to the twenty-five
8 (25).

9 Now in the studies, and in all of the
10 evidence over the last number of cases related to
11 wind integration, there has been no indication of
12 any increased requirement of operating reserves for
13 the thirty-three thousand (33,000) megawatts of
14 wind. But in my view, there likely would be
15 increased activation of some of those reserves.

16 And the reason I say there would be
17 increased activation of some of those reserves is
18 that the regulating reserve for frequency control
19 is not an additional requirement over and above the
20 reserves for spinning, or ten (10) minutes or
21 thirty (30) minutes for a contingency. Each shorter
22 time requirement contributes to the longer time.
23 So, regulating reserve basically counts as spinning
24 reserve and load following; spinning reserve counts
25 as ten (10) minute reserve; ten (10) minute reserve

1 counts as thirty (30) minute reserve, and under the
2 entente de services complémentaires, today, the
3 total reserve requirement is fifteen hundred
4 (1,500) megawatts.

5 But inherent in that fifteen hundred
6 (1,500) megawatts of ten (10) minute... spinning
7 ten (10) minute and thirty (30) minute reserve, the
8 frequency control component is anywhere from five
9 hundred (500) to fifteen hundred (1,500). So the
10 regulating reserve need for frequency control is a
11 subset of the inherent fifteen hundred (1,500)
12 megawatts of operating reserve. Next slide.

13 Now I'd like to talk just a little bit
14 about the difference between net load and isolated
15 load balancing in the system. I reference this a
16 number of times in my report, and I think it's a
17 very important issue.

18 The standard for reliability integration of
19 wind in North America is to do net load balancing.
20 And I put together a little example here, where I
21 took the actual wind data that was provided by
22 Hydro-Québec Distribution in response to
23 information requests, for January twentieth (20th),
24 two thousand and thirteen (2013). I took that data
25 and I prorated it up to twenty fifteen (2015) based

1 on three thousand one hundred and thirty-nine
2 (3,139) megawatts of wind, and then I took what a
3 typical load would be on a mild day, that was a
4 Sunday, I think, and on a lower load day, and I
5 look at the two of those.

6 So in the chart on the left, you see what
7 the wind performance would be, and what the load
8 would be, you know, for a typical day. Now, the
9 chart on the right shows the balancing
10 requirements. Now, if we assume that everything was
11 in balance at midnight, going into this day, and so
12 we were... in the application, we were meeting the
13 thirty-five percent (35%) delivery for wind,
14 everything was in place according to the
15 application, and then we look at what would the
16 balancing requirements be going forward over the
17 next fourteen (14) or fifteen (15) hours.

18 Well, the black line under the balancing
19 requirements shows that as the load increases, the
20 imbalance from midnight goes up to about thirty-
21 five hundred (3,500) megawatts and then reduces
22 back down through the middle of the day. And
23 normally, that peak load occurs at eight (8:00) or
24 nine o'clock (9:00) in the morning. So that is hour
25 8 or 9.

1 So if you're going to balance the load
2 only, then you need to have generation added to the
3 system of about thirty-five hundred megawatts
4 (3500 MW), in that eight or nine hours. If you're
5 going to balance the wind only, and the wind was
6 increasing, then you are going to have to reduce
7 generation from some other generation to balance
8 out the wind.

9 Now, if these are two separate services, as
10 Hydro-Québec Distribution insists that they are,
11 then you're going to need to use thirty-five
12 hundred megawatts (3500 MW) of generation in one
13 direction and reduce fifteen hundred megawatts
14 (1500 MW) in the other direction. So if you're
15 going to balance the two separately, you require
16 activation of five thousand megawatts (5000 MW) of
17 generation.

18 But if you look only at the net change in
19 the system, the net load balancing would be the red
20 dotted line. So the requirement to keep the system
21 in balance, to maintain frequency, would be the
22 balance against the red line. And to balance
23 against the red line, you only need about two
24 thousand megawatts (2000 MW) of generation, you
25 know, activated in order to do that.

1 So, net load balancing requires fewer
2 resources, it's more efficient, and it is the
3 reason why it's the standard practice in North
4 America and is required by FERC in the United
5 States.

6 Now, Hydro-Québec Distribution used net
7 load balancing for the wind studies that were
8 conducted back in two thousand and nine (2009) and
9 filed in the EGM case, so in the EGM, they were
10 looking at what is the incremental requirement for
11 net load balancing, but in this application,
12 they're looking for isolated, separate balancing.

13 Q. [163] What is your analysis of the proposed
14 application and the current EIÉ?

15 A. Well, the integration service asked for by Hydro-
16 Québec requires that the supplier absorb in real
17 time with a firm load the variable energy
18 production of a contract quantity. They have to
19 return at all times, so they have to absorb all of
20 the wind, they have to return at all times thirty-
21 five percent (35 %) of a quantity; they have to
22 guarantee delivery of capacity and energy in the
23 winter months and be subject to penalties if the
24 delivery is short, and they have to mobilize the
25 load capable of absorbing up to sixty-five percent

1 (65 %) of the contract quantity to go along with it
2 so that there, only thirty-five percent (35 %) of
3 the wind would be left to deliver.

4 Now there are several issues with this
5 service, that are similar to issues with the
6 Entente d'intégration éolienne that is currently in
7 effect.

8 Now in that, the EIE, the agreement was
9 done in two thousand and five (2005), but it is
10 still in effect today, and inherent in that
11 agreement is that Hydro-Québec Production absorbs
12 the actual wind and return thirty-five percent
13 (35 %) flat capacity factor over the year.

14 And there are hourly measurements of actual
15 versus forecast, there's an annual settlement of
16 energy, there's a settlement on forecast errors at
17 one dollar the megawatthour (\$1/MWh), which is
18 quite small, but there's a settlement of the
19 differential energy from the thirty-five percent
20 (35 %) capacity factor that's priced at seventy-
21 five dollars a megawatthour (\$35/MWh) in two
22 thousand and five (2005), and escalated at two and
23 a half percent (2.5 %).

24 In addition -- that's what the modulation
25 component is; in addition, there's a supplemental

1 winter capacity, where the wind contribution is
2 considered to be equal to fifteen percent (15 %),
3 or the lowest wind hour during the highest load,
4 three hundred (300) highest load hours. This is an
5 extremely stringent measure of capacity, and that's
6 shown for the settlement that's been published and
7 the results from two thousand and eight to twelve
8 (2008-2012) that I've been able to look at on the
9 Régie's site. Hydro-Québec Distribution has only
10 received credit for fifteen percent (15 %), so in
11 every year, there has been an hour less than the
12 fifteen.

13 For that capacity then, Hydro-Québec
14 Distribution pays to Hydro-Québec eighty dollars a
15 kilowatt-year (\$80/kW-yr) in two thousand and six
16 (2006) escalated at two percent (2 %), and it pays
17 for twenty percent (20 %) of the wind capacity. It
18 only gets credit for fifteen (15 %), has to pay for
19 twenty (20 %). Even though NPCC has recognized that
20 the wind contribution for adequate capacity is
21 thirty percent (30 %), the payment has been for
22 twenty (20) not five (5), and inherent in that
23 agreement, there are ancillary services, that's
24 services complémentaires, there are no specific
25 terms for those ancillaries in that particular

1 agreement, they're assumed to be essentially
2 embedded in the agreement, in the modulation
3 agreement. Go ahead.

4 As we looked at that particular agreement
5 and its performance over the five years from two
6 thousand eight (2008) to two thousand and twelve
7 (2012), there are a number of issues with it. If
8 you look at this chart, you can see that the actual
9 wind by quarter, because the filing of information
10 with you is by quarter, so the actual wind by
11 quarter is higher in the third and fourth quarters
12 than it is in... or in the fourth and first
13 quarters than it is in the second and third. The
14 wind is higher in the winter than it is in the
15 summer. So what happens is, and Hydro-Québec
16 Production have been operating at thirty-five
17 percent (35%), so they have been providing energy
18 at the thirty-five percent (35%) level. The actual
19 operation of that wind has been at the red dotted
20 line. It's been at a thirty point nine six (30.96)
21 based on the data over those five years though,
22 we'll call it thirty-one (31). So essentially it's
23 been at thirty-one percent (31%), which is four
24 percent (4%) less than what Hydro-Québec had
25 delivered, Hydro-Québec Production have delivered.

1 Now the issue is, the energy above the
2 thirty-five percent (35%) in the winter has gone to
3 Hydro-Québec Production, not Hydro-Québec
4 Distribution and it's at a time that Hydro-Québec
5 Distribution need that energy. But it gets returned
6 to Hydro-Québec Distribution in the summer when the
7 wind is much lower but it's in a time that they
8 don't need it. So there are significant issues with
9 this agreement in terms of how the energy is
10 utilized and settled. Next line.

11 So there are, as I say, there are issues in
12 this agreement. The major issue is that it is very
13 disadvantageous to Hydro-Québec Distribution
14 customers. They are paying more for this agreement
15 than it is worth. Bundling of these different
16 services into one amalgamated service is a problem,
17 okay? The supplemental capacity, you know, really
18 is a separate item that should be procured
19 separately through an RFP for adequacy issues. If
20 Hydro-Québec Distribution want more capacity for
21 the winter, they should buy it as capacity and get
22 energy as capacity. There is a mismatch of the
23 modulated energy versus the load.

24 As I said, annual performance has been
25 thirty-one percent (31%), not the intended thirty-

1 five (35%) and there's an issue here with this and
2 in the future we hear, you know Hydro-Québec
3 Distribution insist that we should get thirty-five
4 (35%). But our view is, you know, you can do all
5 the modelling you want into the future based on the
6 thirty-five (35) years of historic weather data and
7 project this may be what you get. The reality is,
8 over these five years, we got thirty-one (31%),
9 okay? So there is a bit of an issue with this. And
10 Hydro-Québec Distribution customers are paying for
11 it. Now the seasonal wind generation, I said, is
12 much higher in the winter and the load is higher in
13 the winter, so the wind energy being higher in the
14 winter has more value to the load if Hydro-Québec
15 Distribution just kept all of the wind when it
16 came.

17 But worse than that is that the winter
18 surplus goes to Hydro-Québec Production who can
19 sell it in the market but then it gets returned to
20 Hydro-Québec Distribution in the summer. And in the
21 summer, they have to pay the seventy-five dollars
22 (\$75) plus the escalation on it when the reality is
23 that energy in the summer is only worth what it is
24 on the market place, or it's only worth what it is
25 in the Heritage Pool contract. So the value of it,

1 may in actual fact only be twenty-eight (\$28) or
2 twenty-nine dollars (\$29) and not the seventy-five
3 (\$75), and if we look at this agreement and this
4 particular agreement continued out to twenty
5 fifteen (2015) and it operated in the same manner,
6 the cost to Hydro-Québec Distribution versus the
7 Heritage Pool energy would be about seventy-five
8 million dollars (\$75M) a year.

9 Now, that's not the only cost. The
10 supplemental winter capacity overpayment is an
11 issue. As I say, the thirty percent (30%) capacity
12 credit accepted by NPCC, and that's the capacity
13 credit that's available in the market place, that's
14 the capacity credit that Hydro-Québec Distribution
15 utilize in order to meet their adequacy
16 requirements into the future, they basically are
17 paying for that capacity twice.

18 Because the winter capacity credit under
19 the agreement is only fifteen percent (15%) and
20 they're getting this extra five, but they're not...
21 Hydro-Québec Production are providing five percent
22 (5%), but they're being paid for twenty percent
23 (20%). That extra fifteen percent (15%) payment, if
24 carried out to twenty fifteen (2015), for the
25 amount of wind in the system, would be an

1 additional cost of forty-five million dollars
2 (\$45M) a year. Next slide.

3 Now, there's some lessons from looking at
4 the EIE agreement. And the issue is that, you know,
5 this agreement shouldn't continue in its current
6 form. That's the first point that I would make. But
7 in any agreement that's going to replace it, the
8 thirty percent (30%) wind capacity accepted by NPCC
9 has to be properly considered. And the supplemental
10 capacity, it's a point here that any supplemental
11 capacity above the thirty percent (30%) is not
12 required for reliable integration of wind. And when
13 I talk about reliable integration of wind, I want
14 to make it clear, it's consistent with what Mr.
15 Hanser said, that the integration of wind is about
16 the intra-hourly balancing and secure operation of
17 wind on the grid. That's what I'm talking about. It
18 is not about the long-term future adequacy of the
19 system.

20 Now, Hydro-Québec may choose to want this
21 modulation agreement accounted for adequacy as part
22 of their supply plan, but that's a choice. It is
23 not a reliability requirement to integrate the wind
24 into the system. It's a choice as to where they
25 choose to source the capacity that's needed for

1 adequacy. So, it's an adequacy issue, not a
2 security issue. And that wind is a separate product
3 that should be procured by a separate RFP. That was
4 actually ruled in a Régie decision in 2011-193.

5 Now, the other part that we have to learn
6 from looking at the EIÉ, wind modulation is also
7 not required for reliability. The wind modulation
8 component of that agreement and of the current
9 application is not required for reliable
10 integration of wind. It is a commercial product,
11 because Hydro-Québec wants to get thirty-five
12 percent (35%) flat. It is not a reliability
13 product. It is a commercial transaction with
14 nothing to do with reliability.

15 Now, it could be eliminated in any future
16 agreement, it could be a banking type service that
17 was offered through the entente globale de
18 modulation, or if the Régie desires that it be at
19 some type of a fixed return, and my view is it
20 should be monthly at the historical monthly
21 capacity factors rather than at one fixed capacity
22 factor of thirty-five percent (35%) over the year.
23 And again, as a separate service, it should be
24 procured by a separate RFP, not bundled with all of
25 the others. Next slide.

1 So, that leads us into the issues that I
2 have with the Hydro-Québec Distribution
3 application. The service is proposed as a single
4 service. But, in reality, it includes several
5 distinct services. Modulation is not needed for
6 reliability, it's a separate service. The
7 supplemental capacity is something, you know, that
8 you can acquire for adequacy. It can be done
9 independently and it should be done independently.
10 The ancillary services, the frequency regulation
11 and the load following, that's what's required to
12 integrate wind.

13 And again, they all are separate services,
14 they all should be procured separately, as required
15 by the Régie. But each one of these separate
16 services has additional issues. The modulation of a
17 contract quantity, a variable wind into a constant,
18 you know, thirty-five percent (35%) capacity
19 delivery is a commercial service, it's not a
20 reliability service. And if you need it, it should
21 only be monthly or as a banking.

22 Again, as I said before, the supplemental
23 capacity deemed as five percent (5%) of the
24 contract in winter is actually, you know, it is...
25 it requires much more stringent capacity be

1 provided than adequate capacity. We heard Hydro-
2 Québec Distribution witnesses say that they want
3 that thirty-five percent (35%) on peak and in all
4 hours through the winter. And they said, if the
5 wind is not blowing, the supplier has to have
6 thirty-five percent (35%) available to deliver to
7 them.

8 Not only that, they said the thirty percent
9 (30%) credit from the wind could not be sold by
10 that supplier. So the supplier actually, in order
11 to supply the service asked for by Hydro-Québec, is
12 using up thirty percent (30%) capacity of the
13 credit from NPCC, plus requires the supplier to
14 have in reserve an additional thirty-five percent
15 (35%) at all times. It really takes sixty-five
16 percent (65%) of the wind in order to deliver that
17 service. This is very unfair and very stringent.

18 One minute control, for the ancillary
19 services, by CCR; essentially, one minute control
20 of the capacity provides ancillary services for
21 wind integration equal to a hundred percent (100%)
22 of the contract quantity. Next slide.

23 As I said, every... There has been no
24 attempt by Hydro-Québec Distribution to determine
25 the correct quantity of ancillary services needed

1 to integrate wind. There has been no attempt to
2 determine the amount of services needed, either
3 incremental to the Entente de services
4 complémentaires in order to balance net load in
5 combination with wind and Heritage resources, nor
6 has there been an attempt to determine what is
7 needed for isolated balancing of wind
8 independently.

9 Now, I want to make a statement here.
10 Hydro-Québec, through IR's, challenged my
11 understanding of the application that a hundred
12 percent (100%) of the capacity under one minute
13 control, and specifically, in my view, under AGC,
14 is a hundred percent (100%) ancillary service
15 capacity. And that was done in an IR from the
16 Régie, as noted.

17 My understanding of the application is
18 pretty simple. One hundred percent (100%) of the
19 contract quantity is under one minute control of
20 CCR. And preferably, as a supplier, you put it
21 under AGC. The capacity must be controllable both
22 up and down. In the application, there is nowhere
23 in there that I can read there is any restriction
24 on its use by CCR, and as a matter of fact, in
25 response to information requests, if it is on AGC,

1 the CCR representatives have stated that it would
2 receive the same balancing as Hydro-Québec
3 production resources that are done today to
4 globally balance the system.

5 So, if Brookfield supplied fifty (50)
6 megawatts of contract, and that fifty (50)
7 megawatts was on AGC, that fifty (50) megawatts
8 would get the same signal as Hydro-Québec
9 production generators are, and it would respond to
10 the net load variations to balance system
11 frequency, and would provide the same service. It
12 would provide fifty (50) megawatts of AGC.

13 Not only that, if there was a contingency
14 in the system, let's say a thousand (1,000)
15 megawatts was lost, an inner tie, or one of the
16 lines from Churchill, you know, and a thousand
17 (1,000) megawatts of supply was lost, okay, that
18 fifty (50) megawatts on AGC from Brookfield would
19 be instantly activated to provide the first fifty
20 (50) megawatts of spinning reserve to make up for
21 the contingency.

22 So, whatever the contract quantity is, if
23 it's on AGC, it is providing regulating reserve,
24 spinning reserve and ten (10) minute reserves to
25 the system to the full hundred percent (100%) of

1 the contract. It has to have that capability. If it
2 has that capability, it can provide those services.
3 Next slide.

4 And just to illustrate that, there is one
5 table in my report, and I've just put it up, here.
6 We don't need to look at every number. I tried to
7 highlight these within, in boxes. If we look at an
8 example where the wind forecast is a hundred
9 percent (100%), but then the wind actually only
10 blows at eighty (80), fifty (50) or ten (10), the
11 original dispatch would have been a hundred (100),
12 and the load, Hydro-Québec would want thirty-five
13 (35) megawatts, you supply five (5) megawatts of
14 losses, and the load would have to be sixty (60).
15 All of it would come from wind.

16 (13 h 58)

17 But then, if the wind dropped off, you have
18 to pick up with generation, and although it's not
19 likely that the wind, in one minute, will vary a
20 hundred percent (100%), the requirement in this
21 application is that it has... it is there. That is
22 the requirement. So but it has to respond to
23 whatever the change in the wind is. And it's gonna
24 have to respond instantly.

25 If, on the other hand, the wind is at zero,

1 you're gonna have to provide thirty-five (35)
2 megawatts, and you're gonna have to run to provide
3 your load, you're gonna have to run your contract
4 at a hundred (100). If the wind then drops... the
5 wind picks up, then you have to back off your
6 generation. And in theory, you would have to back
7 it off up to a hundred (100) megawatts. Next slide.
8 I think that's it, yes.

9 Q. [164] Can you summarize the services needed for the
10 reliable integration of wind?

11 A. Yes, well based... based on the studies done by
12 Hydro-Québec, that I reviewed, and the studies that
13 were in evidence in EGM, there is a number of
14 areas, and we can look at what is the minimum
15 requirement, for reliability purposes, to integrate
16 the wind. And if we look at adequacy, and again,
17 adequacy is year, month, day ahead. Over the longer
18 term, there is no requirement for additional
19 capacity for the wind. There may be a requirement
20 for the total system, but it can be sourced from
21 any source. So there is nothing that ties future
22 long-term capacity to reliable integration of wind.
23 So the supplemental capacity requirement is zero.

24 Now, on a day-ahead basis, there were
25 studies done by Hydro-Québec to say that the

1 forecast risk capacity requirement for the next day
2 could be increased. And the study showed that three
3 thousand (3,000) megawatts of wind would require
4 forty-five (45) megawatts of forecast risk
5 capacity, day ahead. That's an adequacy capacity.
6 And I had forty-five (45) in my original tables. I
7 corrected it, in the error corrections, because if
8 you scale it from three thousand (3,000 MW)
9 megawatts to thirty-one thirty-nine (3,139 MW),
10 then it scales up to forty-seven (47 MW) megawatts.
11 So that's... that's the correction.

12 When you get into real time, the studies
13 show that the ancillary service requirement in real
14 time, for regulating reserve, is six (6) to thirty-
15 one (31 MW) megawatts. The load following
16 requirement, for anything greater than sixty
17 (60 MW) megawatts, goes, again, eighty-six (86) to
18 a hundred and fifty-seven (157). That's the total.

19 The incremental load following, because the
20 regulating reserve counts, the incremental load
21 following would be eighty (80) to a hundred and
22 twenty-six (126). The total requirement, then, is
23 eighty-six (86) to a hundred and fifty-seven
24 (157 MW) megawatts of capacity.

25 Because the requirement is greater than the

1 forty-seven (47), the hundred and fifty-seven
2 (157), the eighty-six (86) to a hundred and fifty-
3 seven (157 MW) megawatts, in real time, takes care
4 of the forty-seven (47 MW) megawatts that you
5 needed the day before for risk.

6 Now if you look at the application, what is
7 implicitly required in the application, well, the
8 supplemental capacity basically says you have to
9 have thirty-five percent (35%) available. If the
10 wind is zero, you have to deliver thirty-five
11 percent (35%). So the implied requirement is
12 thirty-five percent (35%) capacity. That ends up...
13 That's at a thousand and ninety-nine (1,099 MW)
14 megawatts on thirty-five percent (35%) of thirty-
15 one thirty-nine (3139). It clearly would take care
16 of the forecast risk, because it's much greater
17 than the forty-seven (47).

18 Regulating reserve, as I said, would be the
19 full hundred percent (100%) of the contract
20 quantity, would be thirty-one thirty-nine (3139).
21 And that thirty-one thirty-nine (3139) as
22 regulating reserve also covers off load following,
23 so there would be no incremental load following. It
24 would all be there as regulation.

25 But the total requirement, in this

1 application, is thirty-one thirty-nine (3139)
2 megawatts of ancillary services, when the minimum
3 requirement for net load balancing of the system
4 would be eighty-six (86) to one fifty-seven (157).

5 Q. [165] We know that there is a debate on the orders
6 in council, but taking for granted that they are
7 valid, is this interpretation in line with the
8 orders in council?

9 A. Next slide, yes. Well the issue with the order in
10 council, you know, in my view, is interpretation,
11 you know, of the requirement. The wording, at least
12 the one I have it in English, the energy blocks are
13 required, in quote, to... They're:

14 Subject to a balancing service and
15 supplementary capacity in the form of
16 a wind energy integration agreement.

17 Now, the issue is how do you interpret that? What
18 exactly does that mean? You know? And the overall
19 objective to integrate wind should be to reliably
20 integrate it for system security. That is what Mr.
21 Hanser said, okay, and I agree with him.

22 (14 h 05)

23 It is a security issue to integrate wind in
24 real time. Now, as far as adequacy goes, NPCC, as
25 we said, already recognised thirty percent (30 %)

1 capacity factor for resource adequacy, that's the
2 view.

3 Now Hydro-Québec Distribution's view is
4 that, their interpretation is that, the regulation
5 requires five percent (5 %) supplemental capacity
6 for adequacy; there's nothing in that regulation
7 that says that there's five percent (5 %), it says
8 supplemental capacity in the form of an agreement.
9 They also want energy modulation with a uniform
10 thirty-five percent (35 %) return; I read nothing
11 in that agreement that says, in that regulation,
12 that says uniform return. And they require in the
13 application one hundred percent (100 %) contract
14 under one minute or AGC control; there's nothing in
15 that regulation that implies that, it implies an
16 integration agreement, a balancing service, so it
17 implies balancing and integration.

18 Now, an alternative view to Hydro-Québec
19 could be that balancing service and supplementary
20 capacity simply means the incremental regulation
21 and load following capacity; that's the
22 supplemental capacity that's needed, and it's the
23 capacity needed for integration, and balancing of
24 the wind. And it would enable you to do both the
25 balancing and the integration reliably.

1 Now, there was an issue here, back on
2 January twenty-first (21st), when there was an
3 argument over whether the regulations were proper
4 or not. Ms. Roberts, from the Attorney General, was
5 here and argued clearly that the regulations were
6 made in the public interest, and it was in the
7 public interest that they continue.

8 Well, I question whether it's in the public
9 interest to take Hydro-Québec Distribution's view.
10 Surely, when the Government wrote this regulation,
11 they did not write a regulation that would force
12 isolated and inefficient balancing of wind and load
13 separately that would increase costs to Hydro-
14 Québec Distribution customers. I do not believe the
15 Government would write the regulation to do that.

16 In any event, if it's determined we go
17 forward, the ancillary services required should be
18 through a separate RFP, and if it's necessary or
19 required by the Régie, if there is to be a
20 modulation service, it's not for reliability, but
21 if there is a modulation service that has economic
22 value, and there is a need for additional
23 supplemental capacity, they should be through
24 separate RFPs.

25 And I say, "if necessary or required", and

1 herein I would say, "or economic", and as we've
2 heard here in the last two days from Hydro-Québec
3 Distribution witnesses, there have been no economic
4 studies done to demonstrate that this application
5 or the modulation is economic and in the best
6 interest of Hydro-Québec Distribution customers.

7 Me PAULE HAMELIN :

8 Q. [166] Can you tell us what happens if the wind is
9 balanced separately from load?

10 A. Yes. As we've... we've looked that the application
11 requires a hundred percent (100 %) of a contract
12 quantity be under one minute CCR control. If wind
13 is zero, you've got to go up a hundred (100), or if
14 it's a hundred (100), you've got to go down a
15 hundred (100). So that the total quantity
16 essentially is regulating reserve.

17 The issue is, how much actually would be
18 required? If we're going to balance wind
19 separately, and we're going to do it independent
20 from the load, and you're going to balance the wind
21 separately, how much would you actually need? Well,
22 these answers require an understanding of wind
23 generation and some actual, analysis of actual wind
24 data on the system.

25 Now, Hydro-Québec Distribution has not

1 provided us with one-minute data. They did provide
2 five-minute data for a week, so that was the data
3 that we had, that's the data that was available to
4 be analyzed.

5 Before we look at that data, I think it's
6 important, you know, for the Régie to understand
7 exactly what happens with wind generation and what
8 the relationship is between wind and the power
9 output. Now this chart shows you, the green line
10 essentially gives you the amount of wind power that
11 would be generated versus wind speed on the X axis.

12 (14 h 10)

13 Now it shows that up to four meters per
14 second of wind speed, you don't get any wind
15 generation. You have to have the wind blowing at
16 enough speed in order to get... so that you start
17 to produce some power. And you will gradually
18 increase production as wind speed increases. Wind
19 speed increases up to about fifteen (15) meters per
20 second then you will get to a hundred percent
21 (100%) wind output. Above the fifteen (15) meters
22 per second, the wind turbines will flutter their
23 blades and they will operate continuously at higher
24 speeds up to about twenty-five (25) meters per
25 second. Above that, they will turn out of the wind

1 for protection so that they won't blow apart. So
2 you look at this and you say, well, you know, when
3 you're in the range of four to fifteen (4-15)
4 meters per second, the wind is going to vary and
5 you're going to get much variable output. And you
6 can see, for plus or minus two meters per second,
7 around the thirty-one percent (31%) level, the
8 variation must be anywhere from twelve percent
9 (12%) to fifty-seven percent (57%). So in terms of
10 using that curve in trying to forecast wind, you
11 could look at it and say well, if there's very low
12 wind, we're down at the bottom end of the curve, it
13 should be pretty easy to forecast. If there's
14 extremely high wind, it should be pretty easy to
15 forecast. The difficulty in forecasting is in the
16 middle of the curve where a small variation in wind
17 causes quite a large variation in output. Okay.
18 Next slide.

19 Now, we took actual wind production from
20 Hydro-Québec. We were given two sets of data. We
21 were given hourly data for two thousand and twelve
22 (2012) and if you look at this slide, during two
23 thousand and twelve (2012), there were differing
24 amounts of wind on the system for different periods
25 of time. So in order to look at that in a uniform

1 basis, I have normalized that in terms of what was
2 the percentage of wind operation. And if you look
3 at the maximums in the red square, you can see that
4 the maximum hour during any of those periods were
5 up there, you know, quite high, close to a hundred
6 percent (100%), you know, into the nineties (90s)
7 except for the very last period but that was only
8 like three weeks in December, from December twelfth
9 (12th) to thirty-first (31st). So really it wasn't
10 enough time to pick up a maximum hour near a
11 hundred (100%). But in the same ones, if you look
12 at the green box, the minimum production for an
13 hour, you know, is down near zero. The key here in
14 the purple box is that the average variation, so
15 the average wind variation, hour to hour, on
16 average was only three point two percent (3.2%) of
17 the wind capacity. The maximum variation in any one
18 hour over the entire year was twenty-six point nine
19 percent (26.9%). And if you scale loads to twenty
20 fifteen (2015), for thirty-one, thirty-nine
21 megawatts (3139 MW), that's a hundred megawatts
22 (100 MW) to a low over eight hundred (800 MW). But
23 the key variable in all of this, that's very
24 important, is that there were only three point nine
25 percent (3.9%) of the hourly variations that

1 exceeded ten percent (10%) of capacity. So,
2 requiring one hundred percent (100%) capacity
3 control on AGC or in one minute is excessive when
4 only three point nine percent (3.9%) of the hours
5 were bigger than ten percent (10%). Next slide.

6 And...

7 Q. [167] Just so that it is clear... Monsieur le
8 Président, vous avez noté que dans la présentation
9 qu'on vous a remis, les carreaux, le dernier... les
10 couleurs n'ont pas été changées. Elles ont été
11 changées pour les fins de la présentation pour que
12 ce soit plus clair. I'm just...

13 R. Yes, I did that just so that I could say green and
14 red, so that everybody could see it better.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Okay.

17 Mr. WILLIAM K. MARSHALL :

18 Rather than the red on the left or the red on the
19 right.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Okay, so...

22 Mr. WILLIAM K. MARSHALL :

23 Now, we asked for forecast data from Hydro-Québec.
24 We did not receive it, you know, through our
25 information requests. So in my report, I generated

1 a forecast of my own and I used what is known in
2 the industry as a persistence forecast. The
3 underlying point of a persistence forecast is that
4 you're saying, the wind last hour is going to
5 persist into next hour. So essentially, it's a, and
6 you allow the one hour in the middle for CCR to get
7 all that data communicated to everybody else and
8 then to the next hour. So essentially it's a two-
9 hour ahead forecast from the hour you're in.

10 (14 h 17)

11 Okay, so you use last hour, that's the
12 value for next hour. Okay? Not counting the hour
13 we're currently in. When you do that, and I applied
14 that to the two thousand and twelve (2012) data,
15 and you can see there were differing errors,
16 forecast errors, depending upon where you were on
17 the curve. And as expected, the biggest errors
18 occur, you know, at the... in the curve from
19 fifteen percent (15 %) to sixty percent (60 %).
20 They occur in the steep portion of the curve. The
21 lowest errors occur on the bottom end of the curve,
22 which is what we would expect from looking at the
23 power curve.

24 The key point of this, though, is that the
25 errors only range from three point four percent

1 (3.4 %) to six point nine percent (6.9 %). And if
2 you translate that into twenty fifteen (2015) with
3 three thousand one hundred and thirty-nine
4 megawatts (3139 MW) of wind, the amount of a
5 variable load ranges from a hundred and seven
6 (107 MW) to two hundred and seventeen (217 MW)
7 megawatts. The forecast errors are significantly
8 smaller than one hundred percent (100 %) of the
9 contract quantity. This requirement for a hundred
10 percent (100 %) contract control on one minute is
11 excessive. It is not required. Next slide.

12 Now, we weren't given Hydro-Québec forecast
13 data prior, in the first round of IR's, prior to us
14 writing our report. However it did come in response
15 to Régie IR's after we wrote our report. So this,
16 this particular table and chart is not in my
17 report. It has been prepared since, based on the
18 information provided in response to IR's.

19 And what I have plotted here, the first
20 line is Hydro-Québec Distribution provided a four
21 hour forecast for that week in January last year,
22 January twentieth (20th) to twenty-sixth (26th).
23 The average error in that week was five point five
24 six percent (5.56 %), on a four hour forecast. The
25 average error, on a one hour forecast, was five

1 point 0 two percent (5.02 %).

2 I did my two hour persistence forecast and
3 got only four point four percent (4.4 %). And then
4 I also did a slope adjusted persistence forecast,
5 where you say if it's going down, you should adjust
6 going, on the next hour, I get three point six
7 percent (3.6 %).

8 The indication, in my view, is that Hydro-
9 Québec Distribution could do a better job of
10 forecasting. If I can do it just off the air,
11 looking at the persistence data, I expect they
12 should be able to do a better job. Okay? But the
13 key point is even, just taking a persistence
14 forecast, if we look, the maximum variation, okay,
15 we get the average errors around five percent
16 (5 %), but the maximum variation is about twenty
17 (20). So again, the forecast errors are only five
18 percent (5 %) of capacity, or less, and the maximum
19 is twenty (20), the requirement for a hundred
20 percent (100 %) control on AGC is excessive. Next
21 slide.

22 Now that was hourly data. We also looked at
23 five minute data. We didn't... We weren't provided
24 with one minute data, but we were given five minute
25 data. So I looked at five minute data. And if we

1 look at that, at the top part of the chart is that
2 week with hourly data. But I really focus in the
3 green box at the bottom.

4 If we look at the five minute data, and
5 there was an error in my report. That circled
6 number there, in the report, was equal to the one
7 seventy-four (174) up in the red box. It
8 inadvertently got down. I corrected it on the
9 errata sheet. So the right number is seventy-one
10 point five (71.5), and you can see that the
11 variations here, the average variation, okay, for
12 five minute variations, is only point four percent
13 (0.4 %) of capacity. That's thirteen megawatts
14 (13 MW). The maximum variation, in the up
15 direction, was fifty-two (52), the maximum
16 variation in the down direction is minus seventy-
17 one (-71), so it's plus three point six (3.6) or
18 minus five percent (-5 %). Those are the maximums.

19 But another key part of this, of all of the
20 data in that week, a hundred and sixty-eight (168)
21 hours multiplied by the... by twelve (12) five
22 minute segments, of all of that data in that week,
23 only two point three percent (2.3%) of the
24 variations exceeded one point five percent (1.5 %)
25 of capacity. Yet, Hydro-Québec Distribution want

1 one hundred percent (100 %) control of our capacity
2 under one minute variations. This is indeed
3 excessive. Next slide.

4 So we look at... And this data was for
5 isolated variation of wind. Not... Not net
6 variation of wind, but isolated.

7 (14 h 23)

8 They assume that the wind has to be
9 balanced separately from load, but if it is to be
10 balanced separately from load, I conclude that for
11 the thirty-one thirty-nine megawatts (3139 MW) for
12 twenty fifteen (2015), that about three hundred
13 megawatts (300 MW) of intra-hour load following is
14 sufficient.

15 And that's based on the hourly deviations
16 that, less than ten percent (10 %) of capacity for
17 ninety-six percent (96 %) of the time. You only
18 need about fifty megawatts (50 MW) of regulating
19 reserve, because five-minute deviations are less
20 than one and a half percent (1.5 %) of capacity for
21 ninety-seven percent (97 %) of the time. Yet the
22 application, as we say, requires a hundred percent
23 (100 %), and in my view, it's clearly excessive.

24 But that is for isolated balancing of wind,
25 but isolated balancing of wind is counter to the

1 standard industry practice in North America. You
2 know, the accepted approach requires that you
3 balance the net variations of the load, the wind,
4 other generation, and by doing that, you minimize
5 the total balancing requirements and the associated
6 costs of acquiring those balancing requirements.
7 That's the standard that every utility in North
8 America applies.

9 Me PAULE HAMELIN :

10 Q. [168] You just stated that the standard practice in
11 North America is to consider net load balancing,
12 what is your source for that?

13 A. Well, the sources for that are the FERC Order 764
14 and wind studies that have been done by other
15 utilities. If we look at, this slide summarizes
16 FERC Order 764, and it was also briefly summarized
17 by Mr. Hanser. In it, transmission providers have
18 to offer intra-hourly transmission scheduling. So
19 instead of having to fix the schedule for the hour,
20 you have the ability to change on fifteen-minute
21 intervals.

22 And we know that that is available now to
23 Hydro-Québec at the Massena interface with New
24 York, that New York ISO is implementing fifteen-
25 minute scheduling, and the Massena interface, you

1 know, adheres to that. Not only that, ISO New
2 England is in the process of exploring fifteen-
3 minute scheduling, and we heard yesterday that
4 Ontario have a pilot for ten-minute scheduling. So
5 this need for intra-hourly scheduling provides an
6 additional tool to be able to balance wind
7 variations inside the hour rather than just hour to
8 hour.

9 The other part of the Order from FERC is
10 that, the wind plants, and solar plants or others
11 that have variable energy generation, must provide
12 the meteorological data and forced outage data to
13 the transmission provider. Which is only correct.
14 CCR needs to have all of the real time data of
15 every generator on the system so that they can
16 provide for more accurate forecasting, more
17 accurate, and they're prepared to balance and run
18 the system, you know, properly, as they have been
19 doing.

20 FERC proposed, in the notice of proposed
21 rule-making for this case, they propose that an
22 additional schedule be added to the pro forma
23 tariff, a Schedule 10 that would be a frequency,
24 regulation frequency response service for
25 generators, in other words, isolate a variation of

1 the wind to the variable generators, that they
2 would then pay a separate charge for their
3 imbalance and their variation.

4 It was found, through the hearing, and
5 through arguments from all the parties, and it was
6 decided that that not be made compulsory, or
7 mandatory, but that it would be considered on a
8 case-by-case basis. And it has been done by a
9 number of utilities, and we have examples from the
10 evidence of Mr. Hanser that there are some
11 utilities in the Pacific Northwest, as well as
12 Westar, that have gone and have got approval from
13 regulators, some of them from FERC, some of them
14 not from FERC, because BPA is not subject to FERC
15 jurisdiction, but that they have put in charges,
16 you know, to handle that type of variation.

17 But the important thing I think for the
18 Régie is that, FERC, in their Order, provided
19 guiding principles for consideration of variable
20 energy integration, and specifically applicable for
21 wind integration. And the intention is clearly the
22 efficient utilization of transmission and
23 generation resources to the benefit of all
24 customers.

25 I think that the Régie, as an economic

1 regulator of Hydro-Québec Distribution, the
2 principles put out here I think are a value to you
3 in considering this application so that you can
4 rule on the economic value of this to customers
5 because that is the mandate of least cost supply
6 for the benefit of end use customers. And that is
7 the principle behind FERC's guidelines. Yes, let's
8 look at them. So the principles that FERC put out
9 for variable energy integration, essentially were
10 for a design of a generator regulation and
11 frequency service and what, you know, what do you
12 have to consider if you're going to look at the
13 cost of putting in some service to balance the
14 wind. Well, find the least cost of balancing the
15 system as a whole. Don't balance wind separately
16 from load. Balance the system as a whole. Acquire
17 the appropriate amount of reserves needed to
18 integrate the wind reliably. Include diversity
19 benefits by aggregating the variations of all
20 resources. That's the variations of wind, load,
21 other generation, what is the aggregate variation
22 of the system. Account for those diversity benefits
23 among all resources and loads. Determine the
24 overall generation regulating reserve that is
25 needed and then allocate those costs accordingly.

1 Allocations of the proportionate share based on the
2 operational characteristics. Now I want to say,
3 when I was the reliability coordinator for the
4 Maritimes area, and we had wind, we knew that wind
5 was to be coming on the system because there were
6 renewable energy requirement regulations issued by
7 the provinces in the Maritimes, and we saw large
8 amounts of wind that was going to be put on the
9 system, we initiated studies to determine what the
10 impact would be. And we didn't have those
11 principles at the time but those were the
12 principles applied by others in studies and that it
13 was we did. We determined first of all what would
14 the requirement be for regulating and load
15 following requirements, and then we determined what
16 might the cost of those be, and then we determined
17 should we allocate those costs. Should they just go
18 into the system and disfavour existing customers or
19 should they be charged to the people that are
20 causing the costs. And we actually integrated an
21 additional charge for wind generators in the system
22 because there was wind in the system for local
23 load, there was wind in the system that was going
24 to be exported out of the system. We felt the only
25 way to be fair would be to charge all the wind a

1 cost, which is the incremental cost for their
2 integration, and charge it to the wind generators.
3 So that is what we undertook to do in New
4 Brunswick. So it's according to the principles that
5 FERC have since come up with. And I might just note
6 that Mr. Hanser agrees with these principles, he
7 agreed to one in cross-examination but he also, in
8 his evidence, he clearly states additional
9 ancillary service needs are always considered for
10 the entire pool of resources, not just for wind.
11 Next slide.

12 Me PAULE HAMELIN :

13 Q. [169] In your evidence, you refer to wind studies.
14 Please summarize your findings on these.

15 A. We took a look at a number of different studies
16 that were done in the system and it's important;
17 every study that I researched and then I found, all
18 take the same approach. They all looked at what was
19 the system without wind, what is a system with
20 wind, what is the additional requirement to
21 integrate the wind and then what would be the cost
22 of some of that requirement. And so, we looked at
23 them in three different ways. We looked at
24 regulation, there were some studies that focussed
25 on regulating reserves, some only on load following

1 hour to hour and some on costs. This figure 9.1 in
2 my report, if we look at the data in the boxes,
3 because the systems and the studies all have
4 systems of differing sizes and of differing amounts
5 of wind, in order to compare them, we normalized
6 the penetration so that you can see what's the
7 percentage penetration of wind in the system and
8 then what's the percentage of wind that is required
9 for regulation. Well, if you look at this, you can
10 see, GE, the General Electric study for ERCOT, and
11 ERCOT is a very large system, larger than Québec
12 and very similar to Québec in the sense that it's
13 the only other system that is isolated by DC from
14 everybody else in North America. So in that sense,
15 they're all DC ties, it's isolated by DC, it has a
16 lot of wind. Now, it doesn't have a lot of hydro
17 but it has a lot of combined cycle natural gas.
18 Okay?

19 (14 h 34)

20 It has twenty-three percent (23 %)
21 penetration of wind on a peak load, but yet its
22 study says it only needs point seven percent
23 (0.7 %) of wind as regulating reserve.

24 When you go down and you look at the mall,
25 all of the studies show that the regulating reserve

1 ranges from a very low number of point two (.2),
2 which was a Hydro-Québec study, up to a maximum of
3 one and a half (1.5). Which was a New York ISO
4 study.

5 The amount of regulating reserve is in the
6 one (1) to one and a half percent (1.5 %) of
7 capacity requirement. But the amount that HQD want
8 in this application is a hundred percent (100 %).
9 It's excessive. And that's a hundred percent
10 (100 %), you notice the penetration level of wind,
11 and Hydro-Québec is only eight percent (8 %). Which
12 is relatively small, in comparison to these other
13 studies. You would expect it would need less, not
14 more. Next slide.

15 That's for regulation. The results on load
16 following, and in the load following, these are the
17 New Brunswick system operator study that I was
18 involved in, plus we have the new GE study that was
19 done for Nova Scotia, the Idaho studies that were
20 referenced this morning by Mr. Hatcher, I think in
21 an IR put to Mr. Hatcher, and then the HQ studies.
22 So we look at all those.

23 Again, if you look, and you see the
24 penetration levels are pretty significant, they're
25 all larger than eight percent (8 %) except the

1 Hydro-Québec studies, the amount of wind required
2 for load following ranges from two point eight
3 percent (2.8 %) up to... and if we ignore those two
4 really high levels of Idaho, because it's
5 predominantly thermal, all right, up to six point
6 three percent (6.3 %) you see the range is in that
7 amount.

8 Compare that to the hundred percent (100 %)
9 requirement, you know, in the application, again,
10 the Hydro-Québec application, it's got a low level
11 of penetration, but it has extremely high
12 requirement on load following. Which I believe is
13 excessive. Next slide.

14 We look at wind integration costs. And on
15 this chart, I've included two of the charts in my
16 report, the data at the top was taken from studies
17 done by the different parties, the data at the
18 bottom was taken from Mr. Hanser's evidence.

19 Now, I should say that the cost data at the
20 bottom was taken from Mr. Hanser's evidence. In
21 IR's, we asked Mr. Hanser to provide the additional
22 information for those utilities, so we would be
23 able to get a relative penetration of the wind as a
24 percentage of peak. We did not get that
25 information. So I had to go dig it off the internet

1 myself and put it in, but... So that, that... The
2 percentages of penetration are based on my analysis
3 and information gleaned from those utilities. And
4 you can see, we have their peak loads, the amount
5 of wind, to get to the penetration level.

6 The significant point of this is that other
7 than the two high Idaho ones, numbers 1 and 2, all
8 of the costs range from three (\$3) to seven dollars
9 (\$7) a megawatt hour. We have to ignore the Westar
10 cost, because the Westar cost is only for
11 regulating reserve. It doesn't include load
12 following, it doesn't include hourly imbalance at
13 the end of the hour. Okay?

14 So these costs are the costs for unit
15 commitment, adjustments for the capacity that has
16 to be on to provide the regulating reserve and the
17 load following, and the energy required to make up
18 for the imbalances, you know, at the end of the
19 hour. So it's those three services that are
20 included in those costs. And the key one, if we
21 look at, of all of those systems, the costs are in
22 the five dollar (\$5) range. And we look at BPA, and
23 we see four dollars and eighty-one cents (\$4.81),
24 we had a discussion this morning that BPA was more
25 similar to Hydro-Québec than some of the others, I

1 tend to agree. Next slide.

2 But is that BPA cost a reasonably
3 indicative cost for Hydro-Québec Distribution?
4 That's what they said in response to a request, IR
5 request from the Régie. Most of the costs in this
6 report, you know, are very different than the costs
7 that would be incurred here in Quebec.

8 (14 h 41)

9 All of those are predominantly thermal
10 systems. Yes, there is some wind, or some hydro in
11 the Northeast, but... the Northwest, they're
12 predominantly thermal systems, they have much
13 higher costs because of unit commitment
14 requirements, they have, their integration
15 challenge is greater because they have thermal.
16 Thermal have... we heard from Mr. Paquet, that the
17 thermal units would have very slow ramping
18 capabilities, they couldn't provide the AGC
19 quickly.

20 All of these systems have higher
21 penetration rates than Quebec. So the costs in
22 those systems will be higher than in Quebec. The
23 lowest cost system is BPA, and for the Board,
24 that's Bonneville Power Authority in Washington and
25 Oregon State. It has the lowest costs of those

1 provided by Mr. Hanser, but they have extremely
2 high penetration -- forty-two percent (42 %) wind
3 penetration but a cost of only, less than five
4 dollars (\$5).

5 And that BPA system is the most similar to
6 Quebec. It's mainly hydro with large
7 interconnections, but Hydro-Québec has more hydro
8 than BPA and they only had eight percent (8 %)
9 penetration, their costs should be much less. My
10 view is, their cost is likely only two to three
11 dollars (\$2 - 3) at most, not five (\$5).

12 So this is an indicative cost, but without
13 an RFP or, more importantly, a detailed study that
14 would look at the costs, and as an economic
15 regulator, I think it's reasonable, the question
16 that was asked this morning, you know, to Mr.
17 Hanser, "Do you believe it would be valuable to do
18 such a study for the Régie?" Well, I believe it
19 would be valuable and that you should request such
20 a study be completed to determine what the real
21 costs are for this service in Québec.

22 Me PAULE HAMELIN :

23 Q. [170] Now, Mr. Marshall, do you have any comments
24 to make with respect to Mr. Hanser's report and
25 testimony?

1 A. Yes, I do. In the section of the report about wind
2 integration for Hydro-Québec Distribution, Mr.
3 Hanser said there were four unique characteristics
4 of Hydro-Québec D and of the service that's
5 required.

6 He cited contract duration, that they need
7 both intra-hourly and long term. Well, I agree,
8 Hydro-Québec needs long-term capacity for adequacy,
9 and they need balancing for intra-hourly
10 integration of wind. They don't need both of them
11 together. And every utility in North America that
12 has wind on it also needs long-term adequacy and
13 intra-hour balancing. So there's nothing unique
14 about that.

15 The type of services sought -- "intra-hour,
16 hourly and longer-term integration, including
17 capacity firming." Again, this is Hydro-Québec
18 Distribution's desire to bundle all of these
19 services. There is no need to bundle them, they are
20 all separate services, they all can be procured
21 separately and meet their specific needs -- long-
22 term adequacy, you know, next winter reliability,
23 security integration of wind hourly and intra-
24 hourly.

25 The other point Mr. Hanser raised was

1 location of the service providers, that they need
2 to be inside the Québec area, that you couldn't,
3 you could, he said, technically, you could do it
4 from outside but it would be very very difficult.
5 When asked in cross-examination what exactly are
6 the issues that make it difficult, we really didn't
7 get an answer.

8 The reality is, I agree that, generally,
9 locating the services in Québec is the, would be
10 easier for CCR to operate and balance the system,
11 but that doesn't mean they can't be procured from
12 outside. With fifteen-minute scheduling, there are
13 services that are available.

14 Mr. Hanser said transmission from New York
15 is not available. That's not true. The transmission
16 from New York into Québec is controlled by HQD, HQD
17 use that for capacity and purchase in the winter in
18 energy, there's no reason why they couldn't
19 purchase some balancing and get fifteen-minute
20 balancing across that transmission.

21 Ownership. Mr. Hanser talked about
22 ownership, he says HQD can't own generation. Well,
23 they don't own any wind but they've contracted for
24 it all, and they get the credited capacity of the
25 wind, they get the energy from the wind, there's no

1 reason why they can't go contract for the ancillary
2 services from some other generators, to balance the
3 wind.

4 (14 h 47)

5 Ownership is not the issue. It's not about
6 ownership of generation. It's about ownership of
7 the contractual quantities required to operate the
8 system. Capacity, energy, ancillary services.
9 They're all distinct separate products. So the
10 bottom line is that most utility companies face the
11 similar challenges that have been laid out here.
12 You know, some own generation but many do not and
13 have to contract for everything. So this is not
14 unique. The unique part of this is Hydro-Québec's
15 desire to have it all bundled as one service.

16 Me PAULE HAMELIN :

17 Q. [171] I'll ask you now to conclude.

18 R. In conclusion, the separate services that are
19 bundled in in the application should be unbundled.
20 They should be procured by a separate RFPs if that
21 is deemed necessary or is determined to be economic
22 and in order to be determined to be economic, I
23 believe it's incumbent on Hydro-Québec Distribution
24 to demonstrate to the Régie that indeed they are
25 economic. The modulation and supplemental capacity,

1 they are not required for reliable integration of
2 wind for security. For the real time secure
3 operation of the power system, they are not
4 required. What is required are the ancillary
5 services needed. But one hundred percent (100 %) of
6 the contract quantity, under one minute control or
7 AGC control, is excessive. Isolated balancing of
8 wind, separate from other resources, is
9 inconsistent with North-American industry practice,
10 as well as it's inefficient, it's costly and it's
11 counter to their mandate to supply customers at
12 least cost and they have to demonstrate to this
13 Board that they are supplying at least cost. The
14 required services to balance the three thousand one
15 hundred and thirty-nine megawatts (3,139 MW) of
16 wind, in twenty fifteen (2015), based on existing
17 studies, the only studies that we have were from
18 two thousand and nine (2009) even though Hydro-
19 Québec was ordered by the Régie to provide them in
20 their more recent supply plan, they were not
21 provided, but is all we have to go by. Six to
22 thirty-one megawatts (6 MW-31 MW) of regulating
23 reserve, eighty to a hundred and twenty-six
24 megawatts (80 MW-126 MW) of load following together
25 eighty-six to a hundred and fifty-seven megawatts

1 (86 MW-157 MW). And even if the Régie accepted
2 isolated balancing the wind, the requirement then
3 is still only fifty megawatts (50 MW) of regulating
4 reserve and three hundred megawatts (300 MW) of
5 load following.

6 The regulating reserve and load following,
7 they're separate capacity services, they're
8 separate capacity services in every transmission
9 tariff in North America and they should be procured
10 by a separate RFPs in order to achieve a minimum
11 cost to supply for the customers of Hydro-Québec
12 Distribution.

13 Me PAULE HAMELIN :

14 Alors ça complète la présentation de monsieur
15 Marshall. Je vois qu'il est déjà trois heures moins
16 dix (14 h 50).

17 LE PRÉSIDENT :

18 J'imagine que pour la suite, vous en aviez besoin
19 de combien de...

20 Me PAULE HAMELIN :

21 À peu près, d'après moi, quarante-cinq (45)
22 minutes.

23 LE PRÉSIDENT :

24 O.K. Ça va aller à demain matin. Ça va aller à
25 demain matin.

1 Me PAULE HAMELIN :

2 Parfait.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Je vais déjà aviser les participants de prendre les
5 dispositions; vendredi matin nous allons commencer
6 à huit heures trente (8 h 30) et nous allons
7 probablement finir autour de seize heures (16 h).
8 On va essayer de compléter et de reprendre le
9 retard, et de compléter pour pouvoir, lundi, passer
10 à une autre étape. Alors je veux déjà vous aviser
11 que huit heures et demie (8 h 30), ce sera l'heure
12 pour vendredi matin. Demain ça sera neuf heures
13 (9 h) avec plaisir.

14 Me PAULE HAMELIN :

15 Je vous remercie.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Bon après-midi.

18 AJOURNEMENT

19

20

1 SERMENT D'OFFICE :

2 Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
3 certifie sous mon serment d'office, que les pages
4 qui précèdent sont et contiennent la transcription
5 exacte et fidèle des notes recueillies par moi au
6 moyen du sténomasque, le tout conformément à la
7 Loi.

8

9 ET J'AI SIGNE:

10

11

12

Sténographe officiel. 200569-7