

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE DE MODIFICATION DE LA DÉSIGNATION DU
COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

DOSSIER : R-3996-2016 Phase 2

RÉGISSEUR : Me MARC TURGEON, président

AUDIENCE DU 25 OCTOBRE 2018

VOLUME 3

CLAUDE MORIN et MONIQUE J. LECLERC
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me LOUIS LEGAULT et
Me ALEXANDRE BELLEMARE
avocats de la Régie

DEMANDERESSE :

Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY
avocat Hydro-Québec (HQCME)

INTERVENANTS :

Me PAULE HAMELIN
avocate de Énergie La Lièvre S.E.C. et Énergie
Brookfield marketing Inc. S.E.C. (ÉLL-EBM);

Me Pierre D. Grenier
avocat de Rio Tinto Alcan (RTA)

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
 PREUVE D'HYDRO-QUÉBEC (suite) - PANEL 2	
 DAMASE HEBERT	
 PHILIP A. FEDORA	
 EXAMINED BY Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	13
CROSS-EXAMINED BY Me PIERRE D. GRENIER	52
EXAMINED PAR Me LOUIS LEGAULT	59
REEXAMINED BY Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	93
 PREUVE DE RIO TINTO ALCAN INC.	
 MARC FORTIN	
 BENOÎT PEPIN	
 INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER	104
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	150
INTERROGÉS PAR Me LOUIS LEGAULT	162

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
E-4 : Fournir la limite acceptable avant laquelle il y aurait une intervention lors d'une perte de charge (demandé par la Régie)	70
E-5 : Provide in a confidential manner NPCC's point of view on which of the interconnections are considered bulk and critical infrastructure (demandé par la Régie)	78
E-6 : Provide in a confidential manner what would be considered local area in Quebec under A-10 (demandé par la Régie)	81

LISTE DES PIÈCES

PAGE

A-0031 :	Diagramme extrait du site OASIS d'Hydro-Québec qui démontre le réseau du transporteur	75
A-0032 :	Document extrait du site Internet de TransÉnergie intitulé « Notre réseau de transport d'électricité »	75

1 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce vingt-cinquième
2 (25e) jour du mois d'octobre :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-cinq (25)
8 octobre deux mille dix-huit (2018), dossier R-3996-
9 2016 Phase 2. Demande de modification de la
10 désignation du Coordonnateur de la fiabilité au
11 Québec. Poursuite de l'audience.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Merci, Madame Lebuis. Maître Grenier.

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 Oui. Bonjour, Monsieur le Président. J'ai quelques
16 propos préliminaires à vous faire sur le panel de
17 NPCC qui est annoncé depuis vendredi matin par mon
18 collègue maître Tremblay.

19 Je dois vous avouer que ma cliente a été
20 surprise par une présentation, enfin une volonté de
21 présenter une preuve par des tiers sans avoir de
22 preuve au dossier, sans avoir communiqué
23 d'éléments, de documents de la part du NPCC
24 annonçant les éléments sur lesquels la NPCC ou les
25 représentants de la NPCC viendraient présenter des

1 éléments devant vous ce matin.

2 Et je dois vous avouer que j'ai feuilleté
3 rapidement le document qui va faire l'objet de la
4 présentation PowerPoint ce matin et je dois vous
5 avouer que la présentation du NPCC découle, je vous
6 dirais, en bonne partie, d'une explication qui
7 relève d'une expertise. Donc, ils ont un chapeau
8 qui va au-delà d'une simple présentation factuelle
9 et on n'a rien dans le dossier.

10 On a un panel dont on connaît la formation,
11 dont on connaît le contenu que depuis vendredi
12 dernier. On n'a jamais annoncé non plus qu'on
13 aurait la traduction simultanée. Et je trouve ça un
14 peu surprenant de la part du Coordonnateur de jouer
15 cette carte-là, ce manque de transparence là et
16 d'introduire dans le dossier une preuve de dernier
17 instant équivalant ni plus ni moins à une
18 expertise.

19 Alors, je comprends les enjeux qui sont
20 devant la Régie dans ce dossier, mais au niveau
21 procédural, je dois vous avouer que j'ai un peu de
22 problème, de difficulté avec la façon dont on
23 introduit le panel du NPCC et la preuve que le NPCC
24 entend faire ce matin. Et évidemment je
25 souhaiterais que cette façon de procéder là ne se

1 répète pas dans d'autres dossiers devant la Régie
2 en ce qui concerne les normes de fiabilité.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Maître Grenier, ne partez pas.

5 Me PIERRE D. GRENIER :

6 Non.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Je comprends de votre intervention, de votre point
9 préliminaire, que c'est... En fait, il n'y a pas de
10 demande, vous me faites, vous me dites des
11 commentaires généraux et spécifiques sur la
12 présentation que nous allons avoir, votre surprise,
13 la surprise de votre cliente. Mais, vous ne me
14 faites pas plus de... C'est juste de cet ordre-là?

15 Me PIERRE D. GRENIER :

16 Je me réserve les droits, lors de l'argumentaire,
17 de vous demander de rejeter cette preuve-là de la
18 part du NPCC.

19 LE PRÉSIDENT :

20 De la radier?

21 Me PIERRE D. GRENIER :

22 De la radier et de ne pas en tenir compte. Et je
23 vais voir ce que les représentants du NPCC vont
24 vous présenter ce matin, mais je... je veux que les
25 travaux de la Régie se poursuivent. Je ne veux pas

1 faire d'interruption au niveau du processus, mais
2 je réserve nos droits sur les conclusions qu'on va
3 tirer de ce qui est présenté devant vous ce matin.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Merci.

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 Bien, écoutez, je n'aurai pas grand-chose à dire.
8 On se réserve des droits, mais des droits, ça
9 existe ou ça n'existe pas. On peut toujours plaider
10 des choses en argumentation. Donc, écoutez, voulez-
11 vous des représentations, Monsieur le Régisseur,
12 sur l'à-propos du témoignage du NPCC ou on peut les
13 faire en argumentation au fond aussi si requis, là?
14 Moi, je suis disponible pour répondre à ce qu'on a
15 entendu, mais je peux le faire aussi, puisqu'il n'y
16 a pas de demande formelle à ce que vous entendiez
17 les témoins maintenant. Moi, je propose de faire ça
18 en argumentation si requis, là.

19 (9 h 08)

20 LE PRÉSIDENT :

21 Oui. Je pense qu'on va aller en argumentation,
22 Maître Tremblay, je voulais juste bien comprendre
23 l'intention, en fait, de maître Grenier pour sa
24 cliente, pour savoir si je devais disposer d'un
25 moyen préliminaire là ou pas. Maintenant, on sait

1 que c'est pas là, ça fait qu'on va regarder ça,
2 mais c'est en filigrane, donc vous aurez
3 probablement, dépendant... probablement soit dans
4 votre plaidoirie principale ou en réplique, devoir
5 répondre à ça.

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 Tout à fait. Et je n'ai pas l'habitude d'être
8 silencieux sur ce genre de demande-là. Mais,
9 évidemment les critiques de transparence et tout
10 ça, évidemment, à mon avis, c'est mal fondé de
11 façon assez évidente et on veut vraiment, du côté
12 du Coordonnateur, que la Régie ait un éclairage le
13 plus large possible.

14 On vous présente aujourd'hui un témoignage
15 du NPCC, mais la Régie a déjà une entente conclue,
16 deux ententes conclues avec le NPCC où elle
17 reconnaît son expertise.

18 Donc, c'est un débat, je verrai qu'est-ce
19 que mon confrère a à dire là-dessus dans son
20 argumentation, mais je pense qu'à première vue, là,
21 c'est un témoignage qui va éclairer la Régie dans
22 ses délibérations. Alors, si vous êtes prêt, moi,
23 je commencerais.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Avant qu'on passe à la suite des choses, juste au

1 niveau des engagements, est-ce que vous pouvez
2 me... parce que là j'ai une liste d'engagements,
3 est-ce que vous pouvez me... est-ce que vous avez
4 fait le point? Est-ce que vous savez quand les
5 engagements pourront être déposés?

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 Oui. Ça va bon train pour les travaux relatifs aux
8 engagements. Donc, je pense qu'à la fin de la
9 journée on devrait être bon pour déposer tout ça.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Au SDÉ.

12 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

13 Au SDÉ, exactement.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Parfait. Merci. Maintenant, je vous fais... Merci,
16 Maître Tremblay. Je fais une annonce. Hier quand on
17 a été interrompu, on m'a dit plus tard dans la
18 journée qu'il pourrait aussi y avoir un exercice,
19 hier ce n'était pas un exercice, donc un exercice.
20 Puis on m'a dit : « Bien là... » Moi, j'avais dit :
21 « Bien, ça ne peut pas, pas deux journées de suite
22 ou trois journées, pas vendredi non plus. » On m'a
23 dit : « Marc, prends pas de chance. »

24 Alors, si jamais ça repart, la consigne que
25 je vais vous donner tout de suite, c'est que vous

1 partez pour quatre-vingt-dix (90) minutes parce que
2 s'ils vident l'entièreté de la tour, ça prend à peu
3 près ça que tout le monde soit dehors. On compte
4 tout le monde, puis on rentre. Alors, quatre-vingt-
5 dix (90) minutes et après ça, moi, je serai dans la
6 salle d'audience et... à moins que si on a accès...
7 Quatre-vingt-dix (90) minutes puis on devrait avoir
8 accès. Ça vous va? Mais, on espère rester ici puis
9 ne pas aller geler dehors. Alors, cela étant dit,
10 Maître Tremblay, on est prêt à débiter.

11 PREUVE D'HYDRO-QUÉBEC (suite) - PANEL 2

12 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

13 Merci. Alors, la présentation des deux
14 représentants du NPCC va porter sur deux sujets,
15 toute la question des champs d'application dont le
16 Coordonnateur a fait état un peu dans sa
17 présentation, donc BPES, BES, et caetera, et
18 également la question de ce qu'on a appelé hier
19 ALR, là ou « adequate level of reliability ».

20 Les curriculum vitae des deux témoins sont
21 déjà déposés comme pièce B-0066 dans le cas de
22 monsieur Fedora et B-0067 dans le cas de monsieur
23 Hebert. La présentation, elle, sera coté B-0078.
24 Alors, Madame la Greffière, je vous prierais de
25 procéder à l'assermentation des deux témoins.

1 IN THE YEAR TWO THOUSAND EIGHTEENTH (2018), this
2 twenty-fourth (24th) day of October, personally
3 came and appeared:
4

5 DAMASE HEBERT, Director of Enforcement at NPCC,
6 having business operations at 1040, Avenue of the
7 Americas, 10 floor, New York, New York;
8

9 PHILIP A. FEDORA, Assistant Vice President of
10 Reliability Services at NPCC, having business
11 operations at 1040, Avenue of the Americas, 10
12 floor, New York, New York.
13

14 WHOM, having made a solemn declaration, doth depose
15 and say as follows:
16

17 (9 h 12)

18 EXAMINED BY Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Q. [1] Good morning, Mr. Hebert, Mr. Fedora. I'll
20 start with Mr. Hebert, would you please describe
21 your experience and your current functions at NPCC
22 for the benefit of the Régie.

23 Mr. DAMASE HEBERT:

24 A. Sure. So, currently, I'm Director of Enforcement at
25 NPCC. So, in that position, I'm responsible for the

1 enforcement of the NERC reliability standards in
2 all of the NPCC jurisdictions, which includes
3 Quebec, Ontario, Nova Scotia, New Brunswick and in
4 the US, New York and New England.

5 That job includes determining whether the
6 standard requirement has been violated. It involves
7 determining a disposition method for violations
8 based on the risk assessment and other factors, and
9 it also includes assessing penalties when those
10 penalties are necessary, or determination that a
11 penalty is not necessary.

12 Previous to being the Director of
13 Enforcement, I was a compliance attorney at NPCC,
14 doing similar work but reporting to the Director of
15 Enforcement at that time.

16 Q. [2] Thank you. Mr. Fedora, would you please
17 describe your current functions at NPCC and also
18 describe your previous experience.

19 Mr. PHILIP A. FEDORA:

20 A. Okay, thank you. In my role, I'm responsible for
21 NPCC's reliability assessment and performance
22 analyses and related activities. They include
23 assessments of NPCC's short and long term resource
24 in transmission adequacy, special operating
25 assignments or assessments of specific reliability

1 issues, of situations that may occur that affect
2 reliability, and monitoring market practices,
3 technological developments, industry trends and
4 proposed public policy initiatives with respect to
5 reliability.

6 Q. [3] Thank you. At this point, Gentlemen, I would
7 ask you to begin with your PowerPoint presentation.

8 Mr. PHILIP A. FEDORA:

9 R. Okay, thank you. I'm going to start and we're going
10 to share back and forth on the presentation. Just
11 for the record, the Northeast Power Coordinating
12 Council Incorporated is a non for profit
13 corporation in the State of New York, responsible
14 for promoting and improving the reliability of the
15 international interconnected bulk power systems in
16 northeastern North America through development of
17 the reasonably specific reliability standards,
18 compliance assessments and enforcement of
19 continentwide and regional liability standards,
20 coordination of system planning, design and
21 operations, assessment of reliability and also the
22 establishment of the reasonably specific criteria,
23 the monitoring and enforcement of compliance to
24 those criteria.

25 As mentioned, our geographic footprint is

1 the provinces of Ontario, Quebec and the Maritimes,
2 covering the New York State and the six New England
3 States - Vermont, New Hampshire, Maine,
4 Connecticut, Rhode Island and Massachusetts. We're
5 one of the seven regional reliability organisations
6 in North America that make up the North American
7 Electric Reliability Corporation which we often
8 refer to as NERC.

9 NPCC monitors approximately two hundred and
10 thirteen (213) registered entities and with some
11 four hundred and forty-eight (448) functions in the
12 region for compliance with its mandatory
13 reliability standards, we currently have
14 approximately eighty (80) members. There are two
15 categories of membership: general and full.

16 General membership is voluntary and is open
17 to any person or entity, including any entity
18 participating in the registered ballot body of the
19 electorate reliability organisation, NERC, that has
20 an interest in the reliable operation of the
21 northeastern North American bulk power system.
22 Full membership in NPCC, full members are subject
23 to compliance with the regionally specific
24 criteria.

25 The presentation that we've put together,

1 the first slide here is just an overview of that
2 presentation. Damase will discuss the scope of our
3 authority, I'll come and describe in a little more
4 detail what NPCC's bulk electric system definition
5 is and its role in what we do.

6 (9 h 17)

7 Damase will provide an overview of the
8 regulatory history that leads up to the new
9 definition of the bulk electric system that we're
10 currently under. I'll review NPCC's review of
11 Quebec's approach to applying that definition
12 within Quebec, and finally, Damase will end with a
13 presentation, a summary of the adequate level of
14 reliability. So Damase, I think you have the next
15 slide.

16 Mr. DAMASE HEBERT:

17 A. Sure. So, this slide... So, what I'm doing here is
18 the United States Federal Power Act Section 215 is
19 the authority in the US which permits NERC and NPCC
20 to adopt and enforce mandatory reliability
21 standards in the United States.

22 This authority is separate from other NERC
23 authorities, I'm sorry, other FERC authorities.
24 FERC has other authorities as well, for example,
25 under Section 201 of the Federal Power Act, which

1 existed prior to Section 215 of the Federal Power
2 Act. FERC also has authority over wholesale sales
3 of electricity and transmission and interstate
4 commerce.

5 FERC also has other authorities which I'm
6 not familiar with, but the bulk of this
7 presentation, or all of this presentation, is
8 surrounding FERC's authorities under 215 of the
9 Federal Power Act in the US.

10 So, the Federal Power Act importantly
11 mentions and defines the term "bulk-power system"
12 which you can see up there. So, it's in the statute
13 itself. Beyond this definition, FERC has adopted
14 this definition word for word but has not really
15 defined the bulk-power system beyond adopting its
16 definition. So that's as much of a description as
17 FERC has ever given of what its authority is under
18 Section 215 of the Federal Power Act. So now, I'm
19 going to turn it back to Phil to describe what the
20 NPCC bulk-power system is.

21 Mr. PHILIP A. FEDORA:

22 A. Thank you. Using its membership structure and
23 governance authority to create and apply regional
24 criteria, NPCC members, in many cases, go beyond
25 the ERO or NERC reliability requirements approach

1 in standards development.

2 For example, NPCC criteria mandates
3 specific design requirements for assets in NPCC
4 member facilities, NPCC's approach for reliability
5 and also resilience can be summarised in the
6 following principles. The first principle is a
7 focus on the most important system components.
8 These are those elements of the power delivery
9 system most important or critical to the overall
10 reliability of the system.

11 NPCC members employ and are updating the
12 mechanisms for identifying those facilities that
13 are most critical to the reliable planning and
14 operation of the power delivery assets within the
15 NPCC regions. These critical facilities
16 collectively identify as the NPCC bulk-power
17 system.

18 Applicable of criteria beyond NERC
19 requirements is identified for critical facilities,
20 where in the opinion of NPCC's membership the
21 NERC's standards do not adequately specify a
22 necessary performance or design outcome in a given
23 technical operation or planning area, NPCC's
24 criteria govern the design of the respective
25 portions of the NPCC bulk-power system planning and

1 operating activities.

2 NPCC members support the criteria. NPCC's
3 full membership, in accordance with our by-laws,
4 are committed to designing and operating their
5 systems to meet the NPCC criteria under a peer
6 review process of the full NPCC members.

7 There are no conflicts with the NERC
8 requirements. The NPCC criteria supplement and
9 improve upon where necessary, benefit and do not
10 conflict or duplicate the results of the
11 performance requirements of the NERC standards
12 where they apply to the NPCC bulk-power system.
13 NPCC adjusts its reasonable criteria to retire or
14 to adopt any new NERC requirements as they may come
15 into effect as necessary.

16 Included in the design specifications are
17 necessary the criteria and related guidelines and
18 procedures...

19 LE PRÉSIDENT :

20 Un instant, s'il vous plaît.

21 Me PIERRE D. GRENIER:

22 Q. [4] Mr. Fedora...

23 A. Too fast? Sorry.

24 Me PIERRE D. GRENIER :

25 C'est exactement ce que je peux reprocher ce matin

1 au Coordonnateur ou le procureur du Coordonnateur
2 d'introduire une preuve détaillée, qui va bien au-
3 delà de cette présentation PowerPoint, pour lequel
4 nous n'avons aucune visibilité.

5 (9 h 22)

6 Et lorsque je parle de transparence, je
7 parle de transparence procédurale. Et c'est ça
8 qu'on n'a pas ce matin. Là je suis devant un texte
9 qui est lu par monsieur Fedora, que... qui fait
10 état d'éléments qui découlent d'opinions, de
11 positions et d'éléments qui sont absolument
12 inconnus de la part des intervenants de ma cliente
13 devant la Régie ce matin, et même la Régie.

14 Alors, j'ai des sérieuses réserves sur la
15 façon dont on tente d'introduire cette preuve par
16 le biais d'un panel qu'on vient d'annoncer sans
17 avoir de documents à l'appui de ce qui est dit ce
18 matin devant la Régie. Alors, je m'objecte à cette
19 preuve.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Merci. Maître Tremblay. Restez pas loin parce que
22 je vais vous demander, Maître... Oui, allez-y,
23 Maître Tremblay.

24 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

25 Premier élément. Je vous dirais que l'absence

1 d'éléments de preuve au dossier, dont vient de
2 faire état mon confrère, c'est inexact puis qu'il y
3 a en preuve plusieurs documents émanant de la NERC,
4 du NPCC, notamment les définitions de l'ALR, des
5 décisions de la FERC, et caetera. Ça, c'est un.

6 Et on ne se cache pas que, dans le fond,
7 l'importance de ce témoignage-là a été mise en
8 évidence pour nous suite aux dernières demandes de
9 renseignements puisqu'il y avait ce genre de
10 questions là qui était abordées dans la demande de
11 renseignements. Ça, c'est un.

12 Deuxièmement, mon confrère se présente ici
13 comme si on était dans un litige, là, entre Hydro-
14 Québec et RTA. Comme s'il y avait une lis inter
15 partes. Comme si c'était, d'un côté, les intérêts
16 de RTA et, de l'autre côté, les intérêts du
17 Coordonnateur de la fiabilité. Puis ça donne un
18 côté « adversarial » à ce genre de débat là qui, à
19 mon avis, est malsain.

20 Nous sommes ici... Et, bon, ce que je dis
21 là, je suis convaincu que vous savez tous ça ici,
22 là, mais on n'est pas dans une plainte, on n'est
23 pas dans un litige. Vous n'êtes pas ici en tant
24 qu'arbitre entre des positions qui vous sont
25 présentées. Vous êtes vraiment dans un exercice de

1 votre juridiction, vous devez désigner le
2 coordonnateur ici. Vous l'avez désigné de façon
3 provisoire, vous êtes appelé à le désigner de façon
4 permanente et vous êtes également appelée à fixer
5 des conditions que vous allez déterminer comme
6 étant les bonnes, hein, associées à cette
7 désignation-là.

8 Et vous avez également vous-même... et ce
9 n'est pas une surprise, là, vous l'avez exprimé
10 vous-même dans l'audience d'hier mais la Régie
11 l'avait également exprimé dans ses correspondances
12 antérieures. Donc, l'audience porte à la fois sur
13 la désignation et tout ce qui entoure la
14 désignation, l'indépendance, et caetera. Mais la
15 Régie a également voulu parler du niveau de
16 fiabilité qu'on devait rechercher. Et c'est certain
17 que tout ça porte sur ça, c'est l'objet du
18 témoignage. Ce sont des éléments qui vont pouvoir
19 éclairer la Régie. Puis ça devrait être votre seul
20 critère de décision pour disposer de l'objection de
21 mon confrère.

22 Si on vous invoque des garanties
23 procédurales d'équité, de transparence, on est tous
24 avocats ici et on sait tous que ces garanties
25 procédurales, elles s'appliquent d'une façon

1 différente selon le contexte où on se trouve. Et je
2 pense qu'ici, nous sommes, assez clairement, je
3 vous le soumets, dans l'extrémité du spectre. Celle
4 où la Régie ne tranche pas des litiges mais celle
5 où elle... elle rend une décision, je dirais, où
6 elle va être appelée à... ici, c'est désigner un
7 coordonnateur, fixer des conditions. Donc, ce n'est
8 pas un contre l'autre, c'est vraiment l'exercice
9 d'une juridiction qui, à mon avis, là... on est
10 même plus que dans la fixation d'un tarif où là il
11 va y avoir toutes sortes de représentations, vous
12 le savez, vous connaissez bien l'exercice. Je pense
13 qu'ici, on est même un peu plus loin dans le
14 spectre quand on regarde comment on qualifie
15 l'exercice qui est fait par la Régie.

16 Donc, ici, on est... non seulement on n'est
17 pas dans une plainte, on ne s'apparente même pas à
18 une plainte, on n'a même pas à fixer un tarif. On
19 est à fixer des conditions. Et vous avez vous-même
20 voulu être informé sur la question du niveau de
21 fiabilité attendu pour l'interconnexion du Québec.

22 (9 h 27)

23 Alors, je ne m'explique pas l'objection qu'on vous
24 fait ici. RTA est une intervenante, c'est vrai,
25 elle peut venir poser des questions à tous les

1 témoins, elle peut produire... bien produire...
2 faire une argumentation devant vous, vous l'avez
3 autorisée. C'est une intervenante, elle fait
4 bénéficier la Régie de ses points, elle pourra
5 faire une preuve également, j'ai oublié de le dire,
6 mais ça ne l'autorise pas à venir dire ici : ah
7 bien, moi, j'exige des garanties procédurales
8 analogues à celles d'un litige.

9 Alors, moi, je pense qu'on avait... cela
10 dit, je pense qu'on avait bien enclenché ça suite à
11 son premier commentaire, qui n'était pas une
12 objection, de dire : bien entendons la preuve et
13 puis vous en disposerez, vous l'entendrez et vous
14 serez en mesure de l'apprécier. Et si mon confrère
15 a des représentations à faire dans son
16 argumentation, il pourrait les faire. On saura
17 exactement ce qui en est.

18 Mais toutes ces accusations de manque de
19 transparence c'est mal fondé, je pense, à leur face
20 même. Le dossier a connu une évolution, nous avons
21 déposé beaucoup de documents qui mettent très bien
22 la table pour ce qui est ici. Vous avez des gens
23 qui vont pouvoir vous parler de ces sujets qui sont
24 pertinents pour l'audience, puis qui vont vous
25 permettre de rendre une décision sur des bases

1 encore plus solides.

2 Donc, moi, je ne vois pas de côté négatif.

3 Il n'y a pas de droit ici de RTA qui serait
4 affecté. RTA vient faire ses commentaires pour
5 dire: bon, bien voici ce que, nous, on pense de la
6 désignation du Coordonnateur, voici notre opinion
7 sur l'indépendance, voici notre opinion sur le
8 processus de consultation, voici notre opinion sur
9 l'ensemble des sujets. Et ces droits-là de
10 s'exprimer ne sont pas du tout du tout affectés par
11 le fait que deux témoins du NPCC viennent
12 s'exprimer pour éclairer la Régie.

13 Alors pour ces raisons-là, je pense que
14 l'objection devrait... je ne vous demande même de
15 la rejeter purement et simplement. Puis si vous
16 vous sentez plus à l'aise, prenez-la sous réserve.
17 Entendez les témoignages et par la suite tout le
18 monde pourra faire ses représentations dans les
19 argumentations écrites.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Merci. Maître Grenier.

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 Oui. Alors deux points. Clairement, la référence à
24 litige, je pense, n'obtient pas sa place. Encore
25 une fois, si le Coordonnateur perçoit que c'est un

1 litige, je pense que c'est une fausse piste. On est
2 ici en matière de justice naturelle. Lorsqu'on a
3 une commission d'enquête, c'est pas un litige et
4 les parties doivent soumettre au panel qui s'occupe
5 de faire enquête des mémoires, des documents pour
6 permettre à toutes les parties d'être sur la même
7 longueur d'onde. Et j'ai l'impression ici qu'on a
8 court-circuité ce processus de justice naturelle et
9 qu'on tente maintenant de la justifier, de
10 justifier ce processus-là qui est... qui, à mon
11 avis, a été complètement tronqué.

12 Et c'est pas parce que... c'est pas une
13 question d'avoir un litige ou pas, c'est une
14 question de processus. Lorsqu'on demande à RTA de
15 produire ses propositions, on demande une
16 ordonnance de la part du Coordonnateur, qu'on a
17 reçue suite au dépôt de nos commentaires, on veut
18 une ordonnance pour forcer RTA à déposer ses
19 propositions. On l'a fait. On a déposé nos
20 propositions, tel que demandé par la Régie, à la
21 date demandée. On aurait pu attendre, on aurait pu
22 attendre aujourd'hui de le faire ou demain, mais on
23 l'a fait par souci de transparence. C'est
24 exactement ce qu'on n'a pas avec la présentation
25 faite par le NPCC. Alors deux poids, deux mesures.

1 Je vous respecte... je vous sou mets
2 respectueusement que c'est le cas devant vous
3 aujourd'hui.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Je vais prendre une pause. Je vais voir mon équipe.
6 Il y a différents... je ne vous cacherai de mon
7 ennui. Il y a différents scénarios dans ma tête, je
8 veux les valider. En fait je veux voir celui qui
9 est le plus payant, plus payant pour la Régie pour
10 pouvoir rendre une décision. Alors pause... je vous
11 dirais quinze minutes (15 min). Merci.

12 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

13 REPRISE DE L'AUDIENCE

14

15 (9 h 58)

16 LE PRÉSIDENT :

17 Maître Grenier, alors, je ne sais pas si je dois
18 dire que j'accueille partiellement ou je rejette
19 partiellement. Je vais vous dire l'état des lieux.

20 D'entrée de jeu je vous dirais que je suis
21 assez d'accord avec maître Tremblay - On n'a pas
22 été à l'école en même temps mais on a probablement
23 fait tous le même cours - qu'on est dans un régime
24 tout à fait inquisitoire et la Régie veut avoir la
25 meilleure information, les meilleures preuves, et

1 caetera, pour pouvoir rendre une bonne décision.

2 Par contre, en même temps, je suis tout à
3 fait conscient, Maître Grenier, que vous avez eu
4 une ordonnance pour vous demander de déposer le
5 plus rapidement possible certaines orientations
6 pour que, justement, le Coordonnateur de la
7 fiabilité puisse mieux se préparer et nous donner
8 une meilleure preuve.

9 Je dirais aussi que ce qu'on s'apprête à
10 nous livrer comme témoignage est pertinent au
11 dossier et intéresse la Régie. Par contre, je
12 réitère que je peux sentir... je peux comprendre,
13 pour votre cliente, Maître Grenier, qu'il y a peut-
14 être une forme de déséquilibre.

15 Alors, ce que je vais... comment je le
16 tranche, c'est que nous allons entendre les
17 témoins. Et là il y aura un choix. Et vous pouvez,
18 si vous jugez bon... on va prendre une pause après
19 le témoignage, vous pourrez discuter avec votre
20 cliente. Ce que je propose à RTA, c'est que RTA
21 peut, si elle le juge nécessaire, suite aux
22 témoignages, faire un complément de preuve. Il
23 restera à regarder ce complément de preuve, si
24 votre cliente RTA juge nécessaire, dans quel délai
25 il pourrait être fait. Et là je verrai, à ce

1 moment-là, la suite du dossier. J'annonce que,
2 possiblement, demain nous ne siégerons pas,
3 dépendant des choses.

4 Et ça aurait été évité, justement, si le
5 témoignage avait été, Maître Tremblay, malgré tout
6 le respect que j'ai pour vous, connu d'avance. On
7 aurait peut-être évité cette situation-là. Je vous
8 dirais que, comme régisseur... ce n'est pas, vous
9 savez, le seul dossier que je m'occupe. En même
10 temps je vous dirais qu'il n'y pas mort d'homme
11 parce qu'il y a une désignation intérimaire qui est
12 toujours là. Si je ne peux pas terminer l'audience
13 demain, ce sera reporté quelque part en décembre.

14 Puis je ne vous mets pas de pression RTA.
15 Si vous jugez que vous avez besoin d'une preuve
16 complémentaire, faites votre preuve complémentaire
17 puis on agencera. Mais ce qui va se dire là est
18 intéressant pour nous, pour la Régie. Puis ce qui
19 est intéressant pour la Régie aussi c'est de savoir
20 ce que vous en pensez.

21 Alors, j'essaie de couper, c'est un mi-oui
22 un mi-non puis j'essaie de le faire en prenant
23 vraiment l'article 5 en question, je veux entendre
24 la meilleure des choses et je veux laisser la part
25 des choses aux gens.

1 Et quand on dit... puis vous avez raison,
2 Maître Tremblay, on n'est pas dans un processus de
3 litige mais il y a deux visions qui s'affrontent
4 ici. Et, dans les deux visions, je ne peux pas...
5 si je rendais une décision qui laissait donc pan
6 aux deux visions, je vous dirais que ma décision
7 serait assez bizarroïde. Alors, il va falloir, à un
8 moment donné, trancher, hein. Ça va-tu à A ou ça va
9 à B? Et ça, là-dessus, on s'entend tout à fait,
10 vous et moi, on n'est pas en litige. Mais si la
11 Régie prend la peine d'accueillir des intervenants,
12 c'est pour aussi leur laisser une marge de
13 manoeuvre correcte pour avoir le plus de jus de ces
14 intervenants-là.

15 Alors, c'est de la manière que je tranche
16 cette... cette objection. Alors, on ne l'aura pas
17 facile. Mais on va entendre les gens qui sont là,
18 qui ont des choses intéressantes à nous dire. Ils
19 ont une compétence à nous parler, on va l'entendre.
20 Et, après ça, on prendra une pause, vous parlerez à
21 votre cliente puis vous nous reviendrez puis je
22 statuerai. Je prendrai une autre pause... je suis
23 payé pareil quand je suis de l'autre côté. J'essaie
24 de fuir les autres chargés de projets, par contre.
25 Il y en a qui sourient parce qu'ils connaissent

1 comment ça fonctionne ici. Et on essaiera
2 d'ordonner les choses.

3 (10 h 03)

4 Mais c'est évident que je vais tout
5 faire... et je sais que je peux compter sur votre
6 collaboration pour qu'on entende ce dossier-là au
7 niveau de la preuve et complet en deux mille dix-
8 huit (2018), ça vous va? Alors, si vous voulez
9 bien, Maître Tremblay?

10 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

11 Tout à fait. Alors, j'adhère à vos commentaires
12 relativement à la collaboration, on est là pour ça.
13 Je me permets juste un commentaire sur les délais.

14 Alors, Monsieur le Régisseur, nous avons
15 respecté la date fixée pour vous faire part de nos
16 témoignages, mais vous êtes pas sans savoir que les
17 choses se sont déroulées rapidement et intensifiées
18 à la dernière minute, une demande de renseignements
19 sur ces sujets-là, à laquelle on a répondu,
20 d'ailleurs, vendredi à la même date, le dix-neuf
21 (19) octobre.

22 Cela dit, vous êtes bien conscient
23 évidemment que le NPCC est un organisme
24 indépendant. Donc, nous ne contrôlons pas la
25 manière dont les gens témoignent. Alors, si

1 monsieur Fedora se sent à l'aise de témoigner en
2 lisant son texte, moi je ne commente pas ça. Je
3 vous laisse à ce moment-là la gestion de l'audience
4 à ce niveau-là.

5 Q. [5] Donc, Mr. Fedora, would you please continue
6 with your presentation? You were at page 4, I
7 think.

8 Mr. PHILIP A. FEDORA:

9 A. Yes, thank you. I'll just summarise what I
10 presented prior there, that the NPCC approach is,
11 for its regional criteria, is the focus on areas
12 that are defined by the NPCC bulk-power system.

13 This is largely a subset of the NERC bulk
14 electric system definition. The identification of
15 critical facilities is conducted under a specific
16 test method, which is known as the A-10 methodology
17 with oversight through a peer review process that
18 uses a performance-based approach.

19 Key performance indicators are reviewed and
20 agreed upon by the NPCC members. Specific tests are
21 designed to assess contingencies for their
22 potential significant adverse impact outside of the
23 local area and provide for allowance of judgement
24 by the area under the review for an acceptable loss
25 of load in that area.

1 The NPCC approach relies on the successful
2 identification of all facilities within the NPCC
3 footprint that are critical to the reliable
4 operation and planning of the power systems within
5 the region. This approach has worked well, it
6 focusses on the enhanced reliability efforts on the
7 most important portions of the transmission system
8 and complements the NERC definition of the bulk
9 electric system and the application of their
10 standards.

11 And with that, I'll go now to Damase, you
12 have a summary of the history that got us to this
13 point. Thank you.

14 Mr. DAMASE HEBERT:

15 A. So, the first thing I'm going to just summarise is
16 FERC order. 693 which was issued in two thousand
17 seven (2007), this was a landmark order by FERC.
18 It adopted many of the operations and planning NERC
19 Reliability Standards for the first time, it also
20 made some other key findings. So, importantly, this
21 is the order in which FERC clarified the
22 distinction between the FERC bulk-power system and
23 the bulk electric system. It adopted the Federal
24 Power Act definition of the bulk-power system so
25 that term became capitalised as it was adopted, but

1 it clarified that the Reliability Standards didn't
2 apply to the bulk-power system, instead, they
3 applied to the bulk electric system. It confirmed,
4 in this order, that the bulk-power system was
5 broader than the bulk electric system.

6 The order also temporarily adopted the
7 definition of the bulk electric system while, at
8 the same time, expressing significant concern with
9 that definition. That definition at the time did
10 permit regional differences among the eight
11 regions. FERC did not have... did not determine the
12 appropriateness of any of the regional definitions,
13 including NPCC's in that order.

14 There was a question that was part of the
15 proceeding, it was whether the regions should be
16 able to have their own definition of the bulk
17 electric system. That question was not answered
18 during the proceeding. Instead, FERC did adopt that
19 definition, the BES definition I'm talking about,
20 at least initially, and the reason was because they
21 were adopting all these standards. And they stated
22 they were adopting this, at least initially, and
23 I'm going to quote,

24 Because expanding the scope of
25 facilities could create uncertainty

1 and divert resources under the new
2 enforcement and compliance regime.

3 So, in that same order, FERC directed NERC and the
4 regional entities, including NPCC, to file their
5 definition with FERC.

6 (10 h 08)

7 So, I'm going to go over what the NPCC BES
8 definition was in two thousand seven (2007). So,
9 Phil already described the NPCC bulk-power system
10 definition as defined in the A-10 document, so this
11 was that impact-based methodology that he
12 described. This was the methodology that was filed
13 as NPCC's BES definition in two thousand seven
14 (2007), right?

15 In practice, NPCC used this definition
16 along with the NERC statement of compliance
17 registry to register entities within NPCC. And once
18 you've registered as an entity in the US, that's
19 when you had to be compliant with the NERC
20 Reliability Standards.

21 So, there was a lot of confusion,
22 particularly around the applicability of GOs and
23 GOPs at this time. So, as a result, in two thousand
24 nine (2009), which was now two years later, NPCC
25 issued a Compliance Guidance Statement, which was

1 CGS-002. These compliance guidance statements they
2 are intended to clarify reliability compliance
3 issues, they're not intended to impose any new
4 obligations or requirements or rules. This was
5 issued by NPCC alone, NERC didn't take a look, FERC
6 didn't take a look. But the Compliance Guidance
7 Statement 002 was based on the compliance registry
8 criteria that existed at the time.

9 Basically, it stated that generation units
10 of two thousand MVA (2,000 MVA) or above and plants
11 or facilities of seventy-five MVA (75 MVA) or above
12 that are connected to step-up transformers
13 facilities of a hundred KV (100 KV) and above are
14 material to the reliability of the bulk-power
15 system. That's what the Compliance Guidance
16 Statement said.

17 And then they also said that anything
18 that's material should be registered. There were
19 some that were not registered at the time this
20 compliance guidance statement came out, so in the
21 Compliance Guidance Statement, NPCC gave those
22 entities that weren't registered an additional
23 sixty (60) days to come into compliance with the
24 Reliability Standards and ask them to provide a
25 mitigation plan on how they were going to do that.

1 That compliance guidance statement has
2 since been retired but it still exists on the NPCC
3 website with a retirement order mark on it.

4 So now - I'm kind of hoping this is helpful
5 - so now, just some regulatory history here. So,
6 there were several compliance filings made by both
7 NERC and NPCC to FERC in response to orders
8 directing the submission of data about what the BES
9 definition was in NPCC.

10 The final one came in September of two
11 thousand nine (2009). Through those filings, NPCC
12 informed FERC that the A-10 methodology, plus the
13 Compliance Guidance Statement 002 formed the basis
14 for registering entities subject to the NERC
15 Reliability Standards in the US in NPCC only.

16 Shortly after September, in March of two
17 thousand ten (2010), this is when FERC first
18 proposed, when first officially proposed the
19 Brightline definition of the BES to apply across
20 all regions, including NPCC.

21 In the Notice of Proposed Rulemaking, FERC
22 proposed a hundred KV (100 KV) Brightline. It did
23 note significant concerns with NPCC's definition.
24 It stated that NPCC was the only region to use an
25 impact-based methodology and not a voltage-based

1 methodology.

2 It said the list of elements that NPCC
3 provided was not clear, FERC couldn't understand
4 what those elements were, and it also noted that
5 within the US, the balancing authorities applied
6 the methodology differently. Finally, FERC stated
7 that there were significant transmission assets
8 that were excluded from the NERC Reliability
9 Standards.

10 So, in May two thousand ten (2010), NPCC
11 filed comments on the FERC NOPR. In those
12 comments, NPCC did not oppose the FERC proposal
13 and, in fact, supported the Brightline definition.
14 The comments centred around, we supported the
15 hundred KV (100 KV) Brightline, our NPCC supported
16 the hundred KV (100 KV) Brightline, NPCC supported
17 requiring the burden of proof for the technical
18 aspects to be placed on the registered entities as
19 they were determining whether an element or a
20 facility was part of the bulk electric system or
21 not.

22 (10 h 13)

23 NPCC proposed using NERC and NPCC's
24 technical expertise to review those technical
25 issues, that the final decision should be

1 maintained by FERC, and NPCC also proposed an
2 implementation plan so that entities or facilities
3 that weren't subject to the standards would have
4 time to get up to speed with the standards and
5 minimal procedural changes.

6 So, after FERC's comments in November, I'm
7 sorry, after NPCC's comments in November of two
8 thousand ten (2010), FERC issued its final rule
9 which was Order 743. The final rule didn't adopt
10 the brightline but it directed NERC to develop the
11 definition, to develop a brightline BES definition.

12 So, after working with the industry for
13 some time, NERC filed the revised definition - I'm
14 going to go through these last ones a little
15 quicker - in January of two thousand twelve (2012)
16 and FERC issued Order 773 in, I'm sorry, December
17 of two thousand twelve (2012), which approved the
18 BES Brightline definition.

19 There was also a rehearing order in April
20 of two thousand thirteen (2013), which is not on
21 that slide, and after a... in the order approving,
22 I should go back, in the order approving the BES
23 definition, FERC did have some technical concerns
24 with the brightline's so they ordered NERC to
25 adjust those technical concerns. NERC went back to

1 this industry. The industry identified some other
2 concerns so there were technical changes made to
3 that brightline definition, which were then filed
4 and then FERC reapproved an updated BES definition
5 in March of two thousand fourteen (2014).

6 That additional regulatory process resulted
7 in a one-year delay for the implementation of the
8 new BES definition. Originally, it was supposed to
9 be two thousand fifteen (2015) and in the next
10 slide, Phil will show that the new BES definition
11 went into effect in two thousand sixteen (2016).
12 So, Phil, I'm going to, in effect... over to you.

13 Mr. PHILIP A. FEDORA:

14 A. Well, thank you. As Damase indicated, the new NERC
15 BES definition then replaced the NPCC definition of
16 BES, which relied on the BPS, the A-10 methodology
17 for defining the BES elements and facilities that
18 are subject to the mandatory NERC reliability
19 requirements within NPCC.

20 By doing this, it eliminated the previous
21 regional discretion to define the bulk electric
22 system, not just for NPCC, for everyone within the
23 NERC footprint and introduce NERC oversight to
24 ensure consistency. And as we've noted before, the
25 BES definition is narrower than the Federal Power

1 Act Section 215 statutory definition of the BPS.
2 And of course, in Canada, it's subject to a review
3 by the respective provinces for applicability.

4 The next slide. The BES definition is now
5 used in NPCC for defining the elements and
6 facilities subject to mandatory NERC reliability
7 requirements. There's a core definition, which is
8 a hundred KV (100 KV) and above, unless it's
9 modified by a set of inclusions and exclusions that
10 are listed to address transformers, generation and
11 for the exclusion, what we call, previous it would
12 be called radial systems but they are now referred
13 to as radial systems or a local area that does not
14 have an impact on the rest of the inter-connected
15 system. It deals with real power flows into an area
16 whether or not they go in or out of the area and
17 whether or not there are reactive devices within
18 such areas.

19 (10 h 18)

20 Within the United States, there is rules of
21 procedure under NERC, that's the ROP Appendix 5C,
22 which allows any entity whose facility that perhaps
23 previously was not identified as bulk electric
24 system prior to this time, that this definition
25 swept them into that requirement could present the

1 evidence for an exception or request. It follows a
2 very rigorous and standard review, first by the
3 regional, and that they were the regional, like
4 NPCC, where the facility lies, a review of finding
5 the determination of whether or not there are
6 certain circumstances that could require
7 consideration of not having that facility part of
8 the bulk electric system as part of the evidence
9 produced.

10 In this role, under the rules of procedure,
11 NPCC provides a recommendation to NERC and NERC
12 reviews the evidence presented, the recommendation
13 provided and they alone make a decision whether or
14 not the facility in question would or would not be
15 part of the bulk electric system, subject to an
16 appeals process that is documented in the Appendix
17 N.

18 Based on the questions yesterday, I want to
19 add that a look within the United States, it's
20 roughly about five hundred and eighty (580)
21 elements for inclusion were submitted because of
22 the difference and that represents about a thousand
23 eight hundred (1,800) elements that became now
24 subject to these requirements. Those are for the
25 inclusions for the Brightline. For the exclusions,

1 based on the definition in the Es and the Is that
2 were represented here, about three hundred and
3 fifty (350) were granted exceptions based on the
4 evidence.

5 So, I just want to say that there is a
6 number of mechanisms within the United States to do
7 a federal vetting of what the application of the
8 definition is and it's all in the goal to provide,
9 make sure there's no gaps in reliability between
10 the NPCC criteria and the NERC standard
11 requirements. You can go to the next slide please.

12 Well, I think we're all aware that the
13 Quebec Energy Board has the jurisdiction over this
14 Quebec interconnection. The tiered approach to the
15 application of these standards was presented to
16 NPCC for a review and the monitoring of the
17 compliance of that approach was discussed at NPCC.
18 The next slide.

19 Our task forces and our Reliability
20 Coordinating Committee compared the approved NERC
21 BES definition to Quebec's BES approach - that's
22 been described in the first panel - discussed the
23 approach from the perspective of the respective
24 NPCC task forces in their areas of expertise, which
25 is in system planning, coordination of operation,

1 system protection and system studies. And the
2 finding was they found that the approach that was
3 used and presented is an equivalent representation
4 of the NERC BES definition for the Quebec power
5 system.

6 As you know, the Quebec system is a
7 synchronism with the rest of the eastern
8 interconnection, so the approach that is used
9 covers for BES in Quebec, includes the BPS elements
10 that are defined by the A-10 criteria for NPCC, as
11 well as certain main transmission system elements
12 that include generating facilities of fifty MVA
13 (50 MVA) or higher and the three hundred and
14 fifteen KV (315 KV) transmission system between
15 these generating facilities in all interconnections
16 with its neighbours.

17 All standards, NERC standards apply to the
18 BES with some design standards related to the
19 ability of the system to withstand contingency
20 applications limited to the BPS part. And I did
21 look through the record and I did find that the
22 latest A-10 determination for the number of BPS
23 substations within Quebec is thirty-five (35), and
24 that spans of audit range from seven sixty-five KV
25 (765 KV), three fifteen KV (315 KV) and two thirty

1 KV (230 KV) to put it in perspective.

2 So, Damase, I think it's next to describe
3 the adequate level of reliability.

4 Mr. DAMASE HEBERT:

5 A. Sure. So, first, adequate level of reliability,
6 these next few slides show the definition of the
7 adequate level of reliability. Just to comment,
8 unlike most definitions, this is apply to certain
9 objectives which are, you'll see... Oh, I'm sorry,
10 I missed, I'm reading off the wrong notes, my
11 apologies.

12 (10 h 23)

13 So, the term, the adequate level of
14 reliability that stems from Section 215 of the
15 Federal Power Act as well, specifically, Section
16 215(c)(1). This requires the certified ERO, the
17 electric reliability organisation, to have the
18 ability to develop and enforce reliability
19 standards that provide for an adequate level of
20 reliability of the bulk power system.

21 So, when FERC certified NERC as the ERO, it
22 found that NERC did have this ability and, in doing
23 so, also directed NERC to submit the definition of
24 adequate level of reliability. So, that's where
25 the definition comes from. So now, here is the

1 definition of adequate level of reliability and,
2 you know, unlike a lot of other definitions, it's
3 tied to objectives, specifically reliability,
4 performance objectives and reliability assessment
5 objectives.

6 I would say NERC develops the reliability
7 standards based on what is necessary to meet an
8 adequate level of reliability, that's the reason for
9 developing the reliability standards. Here are the
10 performance objectives. I'm not going to, you
11 know, read through them, you can read them
12 yourselves.

13 I'll just comment that the first three,
14 just to put a little perspective around them, the
15 first three of these reliability performance
16 objectives apply under normal operation conditions
17 and when there's predefined disturbances that
18 occur. And the fourth applies when low probability
19 disturbances occur and the fifth, finally, applies
20 after blackouts and widespread outages. So, those
21 are the reliability performance objectives.

22 Reliability assessment objectives, there's
23 two. They both apply during normal operations and
24 during predefined disturbances. I don't have much
25 else to say regarding the definition. It is more

1 of a philosophy, it's not a clean definition in the
2 traditional sense of the word.

3 I am going to, though, however, paraphrase
4 a statement in the NERC technical report that was
5 associated with the NERC definition of ALR. This
6 came out at the same time that NERC defined the ALR
7 aAnd it says, and this is a paraphrase, it's not
8 word for word but it's pretty close,

9 ALR is not a single value or outcome
10 or state, it is an outcome of a
11 multidimensional effort to identify
12 the reliability performance and
13 assessment objectives and then achieve
14 outcomes that will support reliable
15 operations. This effort is reflected
16 in the current and evolving NERC
17 Reliability Standards which work
18 together to establish a portfolio of
19 performance outcomes, risk reduction
20 and capability-based reliability
21 standards that are designed to achieve
22 an in-depth defence against an
23 inadequate level of reliability.

24 So, I know it's a mouthful but I think it
25 shows that when the team was developing this

1 definition, they understood that this definition is
2 not going to identify any particular outcome or
3 state, it's more of a philosophy. So that concludes
4 my presentation. Phil, did you want to...

5 Mr. PHILIP A. FEDORA:

6 A. I just want to, thank you Damase, I just wanted to
7 summarise. What we presented was the scope of the
8 authority under the Section 215 of the Federal
9 Power Act regarding the bulk-power system. We
10 discussed how NPCC's BPS, the bulk-power system, as
11 is defined. We talked about how that, in the past,
12 equated to the definition of the bulk electric
13 system that NERC had used.

14 Damase reviewed the regulatory history
15 regarding how we have come to this point where NPCC
16 has adopted the NERC Brightline definition for the
17 bulk electric system for the application of
18 standards. I talked about how NPCC reviewed the
19 Quebec's approach to applying the NERC definition
20 and found their approach was equivalent and ensured
21 its reliability for the Quebec power system. And
22 Damase just briefly summarised some of the adequate
23 level of reliability requirements. Thank you.

24 (10 h 28)

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Maître Tremblay.

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 Thank you both of you. Ça complète la preuve en
5 chef pour ce panel. Alors, je vous remercie.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Merci. Maître Grenier. Voulez-vous quelques minutes
8 pour parler avec votre cliente?

9 Me PIERRE D. GRENIER :

10 Oui, j'allais le dire dans ce micro. Oui, bien
11 entendu, je vais prendre peut-être quinze (15),
12 vingt (20) minutes pour revoir ce qui a été
13 présenté ce matin et vous annoncer la position que
14 RTA va prendre relativement à ces éléments de
15 preuve et d'opinions additionnelles de la part des
16 membres du NPCC.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Ce que je vous proposerais, si je peux me
19 permettre, je vous proposerais possiblement, quand
20 vous allez revenir, de me dire si vous voulez
21 procéder à un contre-interrogatoire ou pas. La
22 Régie souhaiterait contre-interroger et je vous
23 dirais peut-être de me... on va faire ça ce matin.
24 Si je regarde les délais là, je regarde le temps.
25 Puis peut-être que la question de savoir si vous

1 jugez bon ou pas pour votre cliente d'avoir une
2 preuve additionnelle pourra peut-être attendre
3 possiblement que les questions soient posées. Mais,
4 c'est pour vous, si vous jugez avant. Mais, je veux
5 dire, je vous ai dit l'intérêt de la Régie là, puis
6 je ne veux pas, absolument pas vous contraindre,
7 mais je veux juste vous donner plus de latitude.
8 Vous allez voir possiblement ce que les autres,
9 peut-être EBM et ÉLL et nous, c'est à vous.

10 Alors, on va prendre une pause, si vous
11 voulez bien, de quinze (15) minutes. Ça vous va?
12 Vous allez avoir assez de temps?

13 Me PIERRE D. GRENIER :

14 Oui. Très bien. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Maître Tremblay, quinze (15) minutes?

17 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

18 Oui, oui.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Et n'oubliez pas, c'est quinze (15) minutes s'il
21 n'y a pas d'alarme. S'il y a une alarme, c'est
22 quatre-vingt-dix (90) minutes. Merci et bon café.

23 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

24 REPRISE DE L'AUDIENCE

25

1 (11 h 00)

2 LE PRÉSIDENT :

3 Maître Grenier.

4 Me PIERRE D. GRENIER :

5 Merci, Monsieur le Président. As proposed... je
6 vais vous le dire en français. Tel que proposé par
7 la Régie, nous allons poser quelques questions.
8 Nous allons entendre les autres questions de la
9 Régie ou du procureur de ÉLL-EBM, s'il y en a, et
10 nous pourrons vous informer dès la fin de ces
11 interrogatoires, ces questions, si RTA entend ou
12 non déposer une preuve complémentaire.

13 (11 h 01)

14 CROSS-EXAMINED BY Me PIERRE D. GRENIER :

15 A few questions for the members of the NPCC. First,
16 I'd like to introduce myself to you. My name is
17 Pierre Grenier, I am legal counsel for Rio Tinto
18 Alcan who is an entity subject to reliability
19 standards in Quebec. And I have only a few
20 questions for you, based on the presentation that
21 you made this morning.

22 Q. [6] First of all, just to correct the record in
23 terms of your involvement this morning as witnesses
24 before the Energy Board, I'd like to know when you
25 were first contacted to be present here this

1 morning.

2 Mr. PHILIP A. FEDORA:

3 A. I don't have the exact date, but it was at the
4 beginning of the month of October.

5 Q. [7] Okay. Now, you have provided to us the
6 description of the BPS, the FERC BPS, the NPCC BPS,
7 the BES and made reference to Orders 693 and 743.
8 Have you, prior to making your presentation this
9 morning, reviewed the Régie's decisions regarding
10 reliability standards?

11 A. If I could ask a question, are you referring to
12 what came out this week?

13 Q. [8] No. Well, yes, that would be my third question
14 in the line of questions. So, have you reviewed the
15 decision D-2018-149 which was issued two days ago.

16 A. No.

17 Q. [9] Did you?

18 Mr. DAMASE HEBERT:

19 A. No.

20 Q. [10] Okay. Have you reviewed the decision D-2011-
21 068?

22 A. Can you remind me what that was about?

23 Q. [11] It's the decision which was rendered in the
24 context of the Régie's file bearing number R-3699-
25 2009 regarding the set-up of the reliability regime

1 in Quebec.

2 A. I'm going to have... I think the answer is no.

3 Q. [12] Okay. Mr. Fedora, that would be the same
4 answer?

5 A. Yes, correct.

6 Q. [13] And have you also reviewed, prior to your
7 presentation this morning, the decision bearing
8 number D-2015-059?

9 Mr. DAMASE HEBERT:

10 A. Again, I'm sorry, can... Because I read some of
11 these decisions and I don't have the numbers
12 associated with...

13 Q. [14] Yeah, this is like...

14 A. I could say I didn't read it from the time being
15 contacted until this presentation today.

16 Q. [15] So, you are aware of that decision?

17 A. Remind me of what it is.

18 Q. [16] A decision with respect of the TOP and the
19 particularities that were added to the Annexe
20 Québec regarding the industrial producers.

21 A. No.

22 Q. [17] Okay. Mr. Fedora?

23 Mr. PHILIP A. FEDORA:

24 A. It would be no.

25 Q. [18] So, what are, in your knowledge, the regional

1 variances in our jurisdiction?

2 Mr. DAMASE HEBERT:

3 A. So, as the Director of Enforcement, so when we're
4 looking at enforcing the reliability standards in
5 Quebec, we look directly to the reliability
6 standard itself. So, we look at the requirement
7 that's in the standard and then we go to the Quebec
8 Appendix to see if there's any regional variances,
9 whether it's to the reliability requirement or to
10 the implementation dates or to something else
11 because there's other things, you know, who is
12 applicable to, there's other different things. So
13 that's the document that NPCC Compliance and
14 Enforcement will look to to understand who the
15 standards are applicable to and when.

16 Q. [19] Okay, it's fair. But from what I understand,
17 you don't have the primary knowledge of what are
18 the regional variances in Quebec in the regime that
19 we have in place.

20 A. We don't review the... We know of the Régie
21 decisions. In some cases, we review them. I would
22 say we don't, even in, and I will say, this is
23 true, we don't review them in detail. What we do
24 is, when a standard is adopted by the Régie, we go
25 to the standard itself. And it's the same thing at

1 FERC because FERC, in the US writes decisions and
2 sometimes, there's things in that decision. We
3 look at the standard and the requirement itself,
4 it's very rare that we will go to a decision issued
5 by a regulatory authority for additional context or
6 information.

7 (11 h 06)

8 Q. [20] Okay. In your presentation, well, just before
9 going to that question, what is your knowledge of
10 the RTP? You have in the States, under the NERC,
11 you have the BES. In Quebec, we have what we call
12 the RTP. And maybe I will turn myself, Mr.
13 Turcotte, and ask what is the English translation
14 of RPT in a glossary?

15 Mr. NICOLAS TURCOTTE:

16 The RTP.

17 Me PIERRE D. GRENIER:

18 The RTP?

19 Mr. NICOLAS TURCOTTE:

20 But it's the right translation.

21 Me PIERRE D. GRENIER:

22 Thank you.

23 Q. [21] So, what is your knowledge of our system here?

24 Mr. PHILIP A. FEDORA:

25 A. As I mentioned, when NPCC did their review when the

1 change came for the BES definition, presentations
2 were done by not just Quebec but all the provinces
3 to our task forces, system studies, system
4 protection, coordination, operation, coordination
5 and planning.

6 And they described their system and they
7 described the tiered approach and those are the
8 subject matter experts that reviewed the approach
9 that they came up with to assign what is the BES
10 and the applicability and then they present, our
11 task forces present their findings through our
12 Reliability Coordinating Committee which then
13 accepted their results, as I mentioned in the
14 slide, that the proposal or the method that they
15 used, the approach they used was not inconsistent
16 or it provided an equal amount of reliability as
17 the NERC definition would be applied in the United
18 States.

19 Q. [22] What is this task force that you were
20 referring to?

21 A. NPCC has, although we have on staff maybe forty
22 (40) people altogether, we are an organisation that
23 exists from our membership and our membership
24 provides us the subject matter experts to look at
25 various topics, whether it's in the planning realm,

1 in the system protection realm. We have task
2 forces and working subject matter experts that look
3 at their appropriate topics and these are non
4 voting entities, these are working groups and task
5 forces.

6 The Reliability Coordinating Committee is
7 the group that is a balanced stakeholder group that
8 reviews their findings and their recommendations,
9 approves what they can approve or make
10 recommendations to the NPCC membership for their
11 approval of various related topics.

12 Q. [23] And who participates from the Quebec
13 coordinator?

14 A. I could get you the list, I don't have on the
15 top... You had a testimony yesterday from the
16 representative for the RCC but there are
17 representatives throughout all the task forces.

18 Q. [24] From the Quebec coordinator?

19 A. Yes.

20 Q. [25] Okay. And you mentioned in your testimony
21 this morning a reference between the BES and the
22 RTP. And is it your understanding that the BES is,
23 according to your understanding, equivalent to the
24 RTP.

25 A. To the RTP?

1 Q. [26] Yes, our Quebec system.

2 A. Subject to check, I'd have to say yes for the most
3 part.

4 Q. [27] Okay. That would be all for my questions.
5 Thank you very much for your responses.

6 A. Thank you.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Merci Maître Grenier. Maître Hamelin, est-ce que
9 vous avez des questions? Merci Maître Hamelin.
10 Maître Legault, avez-vous des questions?

11 EXAMINED BY Me LOUIS LEGAULT :

12 Quelques questions, Monsieur le Président, merci.

13 Q. [28] First, good morning Gentlemen. A few
14 questions relating to your presentation or, at
15 least, things that were said during your
16 presentation.

17 Just to come back to one of the questions
18 maître Grenier was just asking you, can you go into
19 a little more detail on the way NPCC is structured
20 and organised and how your work. I understand it's
21 a volunteer-based organisation and what does that
22 imply in regards to standards that you would
23 recommend to NERC or to FERC.

24 Surely, your membership agrees with any
25 recommendations you're making but what about

1 entities or transmission operators that would not
2 be members of NPCC. So, I'm trying to understand
3 how this whole thing works.

4 (11 h 11)

5 A. Let me start, and maybe Damase can fill in some of
6 the gaps. Our Reliability Coordinating Committee
7 is our highest technical committee that we have of
8 subject matter experts. We also have a Compliance
9 Committee that meets and we also have a Regional
10 Standards Committee that meets. And I think the
11 Regional Standards Committee was the one you were
12 referring to when NERC issues standards or requests
13 comments.

14 They would look at what, that's their
15 responsibility, is to take those requests. If they
16 need technical help, they answer a question that
17 may come up in some requirement for some proposed
18 new standard, they would go to the Reliability
19 Coordinating Committee and they would ask, I think
20 it has to deal with system protection, so could you
21 assign the task force on system protection to look
22 at this or whatever.

23 And then, they'd get a recommendation back
24 and the Regional Standards Committee would then
25 prepare, on behalf of NPCC, if they get consensus,

1 comments to the Standards. If there is, everyone
2 is free, any member of NPCC can submit their
3 comments if they want to. Sometimes, consensus
4 isn't agreed upon and sometimes comments are not
5 provided on behalf of NPCC but most of the times
6 they are. If you want to add anything?

7 Mr. DAMASE HEBERT:

8 A. And the only thing I would add is, you know, based
9 on when there is consensus, NPCC does have a vote
10 when the standard is up for NERC approval. So
11 NPCC, when there is consensus, would vote, yes. If
12 there's no consensus, it would typically, I think,
13 abstain, although I'm not sure if it's abstain or
14 object, but I think it's abstain. And all that work
15 is done through the Reliability Standards
16 Committee. Yes.

17 The Compliance Committee, just for, you
18 know, the Compliance Committee is also comprised of
19 NPCC members and they're not involved in any, just
20 to be clear, they're not involved in any compliance
21 decisions in any jurisdiction. They don't see any
22 compliance information. They basically help with
23 providing input to what topics NPCC is going to
24 present at their workshops. They sometimes review
25 our processes and procedures for quality control or

1 to make sure we work in compliance with our rules
2 of procedure and things, but they're not involved
3 in any compliance issues.

4 Q. [29] My question... agreed. My question was a bit
5 more philosophical or bigger picture. My
6 understanding is that FERC has jurisdiction over
7 interstate transmission. So, anything that FERC
8 decides deals with a transmission line that would
9 cross from Vermont to Maine and that, they can and
10 should adopt standards. And if they do adopt such
11 standards, they become mandatory for entities that
12 are operating that line. Am I wrong in saying
13 that?

14 A. I don't think that's wrong. I think, generally, in
15 the United States, we apply the bulk electric
16 system definition and that covers, I think, the
17 majority of the interstate and international
18 transmission lines.

19 I think if there's a case, and I don't know
20 if there is or not, but if there was a case where
21 there would be another transmission line, whether
22 it's between like PJM and the New York ISO or
23 whether it's between Quebec and the United States,
24 and that line is material to reliability, we would
25 then, and it doesn't fall under the Brightline,

1 then that could still be subject to the Reliability
2 Standards through the exception request. I don't
3 know if any of that does exist.

4 Q. [30] Going down a notch, now we're talking about
5 FERC, what they decide, what jurisdiction they
6 have. When we come down to the regional and to the
7 intrastate transmission activities, now, the
8 members of NPCC that would agree on a definition of
9 bulk electric system, which would be different from
10 the FERC definition of bulk, surely the membership
11 will feel that it is mandatory for them because
12 they've agreed, they voted on it to apply such a
13 standard.

14 But what about an entity that would not be
15 a member of NPCC. That's what... I'm trying to
16 understand the philosophy behind it. Since there's
17 no mandatory membership to NPCC, at least that's my
18 understanding, unless everybody agrees to be part
19 of it, how does it work? How does it become
20 mandatory for a transmitter within a State to apply
21 a NPCC-NERC designed standard.

22 (11 h 16)

23 A. Okay, so the NERC standards apply to NPCC
24 members... well, let me back up. The NERC standards
25 apply to users, owners and operators of the Bulk

1 Electric System. That doesn't mean you're an NPCC
2 member or your not an NPCC member, right? It
3 applies to the users, owners and operators of the
4 Bulk-Power System. The members, Phil you can
5 correct me if I'm wrong, but the members, the NPCC
6 criteria, which is the NPCC Bulk-Power System, not
7 the FERC Bulk-Power System, their criteria applies
8 only to the NPCC members, which is voluntary,
9 right?

10 So, for non-members, that NPCC criteria
11 doesn't directly apply to them. It would only apply
12 to them if there's, in the US, it's the best
13 example I can think of, if there's a tariff, if ISO
14 New England, for example, has a tariff that says,
15 these entities must comply with NPCC criteria but
16 it's not directly applied to us and the NPCC
17 doesn't monitor that criteria for non-members.

18 Q. [31] Okay. So, I think I got this clear now. So,
19 if I'm looking at hierarchy, sorry, hard to say in
20 English, hierarchy of standards, you know, there's
21 the Reliability Standards on top and then it would
22 be FERC or NERC or added criteria from NPCC on a
23 regional basis and...

24 A. Yeah, those... So, it's... I'm sorry. I would
25 define as NPCC regional standards instead of

1 criteria just... the terminology helps, I think
2 helps here, I apologise.

3 Q. [32] Okay. No, no, it's fine. So, you have the
4 FERC or NERC Reliability Standards and then you
5 could have regional criteria or standards, I mean,
6 such as NPCC, and then you could have local
7 standards like State standards or ISO criteris or
8 even transmission owner criterias, I mean, for
9 specific reasons, they could have their own
10 standards for specific usage. Could you just shine
11 a light on the hierarchy of these standards versus
12 the criteria and the objectives that are specific,
13 including FERC's jurisdiction. I don't know if you
14 get the gist of what I'm asking.

15 Mr. PHILIP A. FEDORA:

16 A. I can...

17 Mr. DAMASE HEBERT:

18 A. Go ahead.

19 Mr. PHILIP A. FEDORA:

20 A. You're right and, for instance, New York State has
21 a New York State Reliability Council and they have
22 New York State Reliability Council rules, I'm
23 thinking - maybe I could use another term for you -
24 that apply to New York City and the State of New
25 York because there are special regional reasons why

1 they need more strict or stricter requirements in
2 that area that may not apply to, perhaps, Maine or
3 some other State so you're correct.

4 Q. [33] So, a New York appendix.

5 A. Yeah, there is a... so, the hierarchy is NPCC
6 periodically reviews the NERC standards with their
7 requirements with respect to our NPCC criteria to
8 eliminate duplication. In fact, we're undergoing a
9 big effort right now to come before the RCC at the
10 end of the year as to... These are constantly
11 changing, NERC constantly suggests or forms new
12 drafting teams for new standards. They are
13 undergoing, look at their standards as to are they
14 still applicable, is there duplication?

15 So, it's a living organism, actually, as
16 the progression goes. The idea is to provide for
17 reliability and not to duplicate anything. And if
18 there are duplicative requirements or overlaps,
19 through the Reliability Standards Committee, they
20 have a way to address those.

21 (11 h 22)

22 Q. [34] Back to certain things you said this morning,
23 and just to clarify and make sure that we got you
24 right, we talked about A-10 this morning. Compared
25 to what was said yesterday, I just want to make

1 clear, am I right when I heard you this morning,
2 did I understand you well when you said that it
3 deals with planning but also with operation?

4 A. The test itself is a simulation based on certain
5 conditions which are meant to stress the system.
6 So, when a test is done, it will decide if there
7 are any adverse impacts within a local area and
8 each jurisdiction has a method or representation as
9 to what that means. Part of the reason that the
10 Commission took exception to NPCC's previous
11 process was that different areas, because of
12 regional differences, or discretion, could have
13 different impacts because of the way you draw the
14 local areas.

15 So, what we've done is to try to get in
16 such a way that when the A-10 testing is done, it
17 is applied and it shines a light or identifies
18 those critical facilities that if you had an
19 extreme event or fault on them, it would cause
20 problems.

21 Now, the problems are not just limited from
22 our planning sense as well, they also consider the
23 operating assumptions that would go into setting up
24 that particular case that you'd have to decide for
25 because the BPS in NPCC is a criteria and there's a

1 long list of what elements that applies to, some of
2 which may be taken by the Régie in terms of the
3 standards, as to what standards apply for NERC but
4 the BPS applies to the NPCC criteria that are set
5 up, and there's a list of what those criteria are
6 from... They're called directories now and in each
7 of the directories it's for system protection, it's
8 for transmission plan, there's a list of those, the
9 BPS elements. And that's part of the review that's
10 being undertaken now as to this list that's being
11 developed, the A-10 list, where is the
12 applicability, is it mostly to system protection or
13 is it more in the planning sense and the terms it's
14 utilised and what applies to what. So, yes, it
15 does apply. It's looked at in a holistic point of
16 view.

17 Q. [35] Okay. You mentioned load loss this morning,
18 and you're talking about... sorry, Mr. Hebert, you
19 had something to add?

20 Mr. DAMASE HEBERT:

21 A. The only thing I wanted to add was that the A-10,
22 the directories that Phil just mentioned which
23 contained the criteria are not filed with FERC and
24 not approved by FERC.

25 Q. [36] Okay. You mentioned load loss this morning,

1 and you're talking about critical events here, so
2 in NPCC's point of view, what is acceptable for the
3 Quebec interconnection as a load loss that would
4 merit attention.

5 Mr. PHILIP A. FEDORA:

6 A. I'd have to go back and check so I don't misspeak
7 here, what it is, I don't have that number right in
8 front of me.

9 Q. [37] Okay. Yesterday, we heard one thousand
10 (1,000), we heard twelve hundred (1,200), so, I was
11 just wondering if NPCC had a number but...

12 A. With respect to the A-10 testing, I can explain but
13 I'd have to get back to you with an answer for
14 that, I don't have it in front of me.

15 Q. [38] Okay. Alors, Monsieur le Président, on va
16 demander un engagement de nous fournir la donnée
17 quant à la perte de charge qui...

18 LE PRÉSIDENT :

19 Engag...

20 Me LOUIS LEGAULT :

21 Oui.

22 A. Threshold.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Le qualifier. O.K. Donc c'est l'engagement numéro
25 4, Maître Legault?

1 Me LOUIS LEGAULT :

2 Oui, the threshold, exactly.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Comment on le qualifie, Maître Legault, comment on
5 le qualifie, le niveau...

6 Me LOUIS LEGAULT :

7 Le threshold, en fait, le breakpoint, le seuil...

8 LE PRÉSIDENT :

9 Le seuil...

10 Me LOUIS LEGAULT :

11 En fait, le seuil, la limite...

12 LE PRÉSIDENT :

13 La limite au seuil.

14 Me LOUIS LEGAULT :

15 Exact.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Mettons.

18 Me LOUIS LEGAULT :

19 La limite acceptable avant laquelle il y aurait une
20 intervention.

21

22 E-4 : Fournir la limite acceptable avant laquelle
23 il y aurait une intervention lors d'une
24 perte de charge (demandé par la Régie)

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Oui. Monsieur le Sténographe, est-ce que ça va?

3 Parfait, merci.

4 Me LOUIS LEGAULT:

5 Q. [39] The important is that we understand each
6 other. This morning, you mentioned that NPCC
7 discussed, and I'm using the word discussed because
8 that's the word that was used, the Quebec BES and
9 my colleague from RTA mentioned RTP and RTP is a
10 strange acronym here because, essentially, Quebec's
11 BPS is the RTP and if we'd really translate it in
12 English, you would call it the principal
13 transmission network, it would be PTN. So, we
14 don't want to get mixed up more so RTP in Quebec is
15 the equivalent of BES, at least, that's my
16 technical understanding of it, and I'm just a
17 lawyer, I'm not a technician.

18 So, when you say you discussed it, what
19 does that imply? Was there an outcome, a vote, a
20 decision?

21 (11 h 27)

22 A. Well, it's documented in the minutes of that RCC
23 meeting that each of the provinces prepared and
24 presented what it means in each of their provinces,
25 including Quebec. Each of the task forces that I

1 mentioned presented their findings and the RCC
2 accepted their findings.

3 Q. [40] Okay. So, the Committee, the RCC, came to an
4 understanding of what the BES was in Quebec and
5 agreed with it.

6 A. Right.

7 Q. [41] But there was no vote, there was no...

8 A. I don't believe there was a vote taken, I believe
9 it was part of a discussion. Do you recall? I'd
10 have to go back to check, you know, that was back
11 in two thousand and...

12 Mr. DAMASE HEBERT:

13 A. Fifteen (15).

14 Mr. PHILIP A. FEDORA:

15 A. Fifteen (2015), so...

16 Q. [42] Okay, that's fine. Going back to a standard
17 which is the PRC-0063, NERC modified that standard,
18 and I'm sure you're very aware of this, to include
19 a Quebec-specific issue. To your knowledge, how
20 many comments from any other entities than Hydro-
21 Québec were submitted in support or in non-support
22 of adopting this modification to the standard?

23 A. I would have to check for you, I don't have that
24 information.

25 Q. [43] If I was to suggest to you that there were no

1 comments whatsoever, either in the ones from Hydro-
2 Québec, would I be wrong?

3 A. I cannot neither confirm or deny your statement
4 unless I look at the ballot record, which is, you
5 know, posted out on the NERC website.

6 Q. [44] My question goes more to even if there was
7 only one, what do you take out of the fact, as an
8 organisation, that when, you know, Hydro-Québec or
9 the coordinator needed a modification for a
10 specific application in Quebec to a standard, that
11 nobody seems to be interested in what's going on in
12 Quebec. That's what I'm taking out of it, maybe
13 I'm wrong and I want to know your point of view on
14 this. Is Quebec a big player that every time we
15 need something specific to Quebec it creates havoc
16 in the States?

17 Mr. DAMASE HEBERT:

18 A. So, the process, you know, I'm not as familiar with
19 the reliability standard development process but I
20 do know the process is open and transparent, it
21 does allow for comments both during, depending on
22 how difficult it is, but several rounds of comments
23 during the development. I'm not involved enough to
24 know when there are differences suggested for
25 different interconnections or for Quebec or other,

1 how many others are interested. That would be
2 outside that interconnection because the issue does
3 apply for, it applies in Quebec certainly, it
4 applies probably to a lesser extent in Texas and it
5 may apply just generally to other jurisdictions,
6 like other Canadian jurisdictions and also maybe
7 Mexico. But I don't have a good answer to your
8 question.

9 Mr. PHILIP A. FEDORA:

10 A. The only thing I would add is everyone has the
11 opportunity to review and opine and whether they
12 take that opportunity or not is their concern, but
13 they have that fiduciary responsibility to review
14 and to provide, you know, their comments so...

15 Q. [45] Okay. My next question will imply filing two
16 documents. The first document is an extract of
17 the... Alors, je vais le faire au micro, je pensais
18 qu'en parlant plus fort je vous aidais, là, mais...
19 Le premier document est un diagramme qui est
20 extrait du site OASIS d'Hydro-Québec qui montre le
21 réseau du transporteur. Alors, ce serait la cote,
22 Madame la Greffière?

23 (11 h 32)

24 LA GREFFIÈRE :

25 A-0031.

1 Me LOUIS LEGAULT :

2 A-0031. Et le deuxième document est un extrait du
3 site Internet de TransÉnergie qui s'intitule
4 « Notre réseau de transport d'électricité ». Alors,
5 ce serait, j'imagine, A-0032.

6

7 A-0031 : Diagramme extrait du site OASIS
8 d'Hydro-Québec qui démontre le réseau
9 du transporteur

10

11 A-0032 : Document extrait du site Internet de
12 TransÉnergie intitulé « Notre réseau
13 de transport d'électricité »

14

15 LA GREFFIÈRE :

16 C'est ça.

17 Me LOUIS LEGAULT:

18 Q. [46] I'll give a few minutes to dispatch the
19 documents so you can have them in front of you.
20 Now, the second document I passed along was a
21 written explanation of what the network was and
22 sorry, I don't have an English version of this
23 document, it was taken out of Hydro-Québec's
24 website, essentially explaining what the network
25 is, showing the number of lines, the capacities,

1 the stations, the interconnections at the bottom of
2 the page. And the second document, the first one I
3 filed, which is a diagram, shows essentially where
4 are located the installations and their capacities.

5 Now, when looking at these documents, would
6 you consider or say that Hydro-Québec's
7 transmission network is representative of other
8 networks in North America or is it different?

9 A. If I could answer the question in terms...

10 Q. [47] And I'm talking about Quebec interconnection,
11 naturally.

12 A. Ah, just the interconnections?

13 Q. [48] Yes.

14 A. Itself, the system.

15 Q. [49] Yes.

16 A. Well, as you know, it's a system that has load
17 centres in the south and it has its supply in the
18 north from Churchill Falls and it's connected by
19 very high voltage seven sixty-five KV (765 KV)
20 transmission system that, then, is connected
21 through, serving its load centres. So, in that
22 case, it's unique in its configuration and if you
23 looked at PJM, or some other places in the eastern
24 interconnection, you would say there would be more
25 network, more connections between, you know, their

1 load centres and their generation than what Quebec
2 is. Which is one of the, I guess you would say
3 regional difference for the Quebec interconnection.
4 If that answers your question.

5 Q. [50] Yeah. Can you, from the documents I filed,
6 identify what interconnections you would consider
7 bulk. I've asked Hydro the question yesterday...

8 A. I know.

9 Q. [51] ... and they took an undertaking to supply me
10 but I'm asking you.

11 A. I can tell you that when we do this work, it's
12 considered critical energy infrastructure
13 information in the United States and under an order
14 of confidentiality I could provide that information
15 for you, but in an open hearing, I can't say.

16 Q. [52] Okay. Well, we'll ask for another
17 undertaking...

18 A. That's fine. That's a proper path, yes.

19 Q. [53] To provide and, you know, at this time, at
20 face value, I will say it's confidential and ask
21 you to file it in a confidential manner.

22 A. Correct.

23 Q. [54] So...

24 LE PRÉSIDENT :

25 Donc, c'est l'engagement numéro...

1 Me LOUIS LEGAULT:

2 Q. [55] The question essentially, the undertaking
3 would be undertaking 5, if I'm not mistaken.

4 LE PRÉSIDENT :

5 C'est ça.

6 Me LOUIS LEGAULT:

7 Q. [56] And it would be to supply NPCC's point of view
8 on which of these interconnections are considered
9 bulk, which you would call critical infrastructure.

10

11 E-5 : Provide in a confidential manner NPCC's
12 point of view on which of the
13 interconnections are considered bulk and
14 critical infrastructure (demandé par la
15 Régie)

16

17 A. Correct.

18 Q. [57] Okay.

19 A. Under the NPCC A-10 criteria.

20 (11 h 37)

21 Q. [58] Okay. So, you understand that my second
22 question to that is and by saying critical
23 infrastructure, I understand we're probably talking
24 about the same thing. My interest here is if we're
25 looking at this process as it was ten (10) or

1 twelve (12) years ago, impact-based, you know, if
2 there's a failure at this point, will it or will it
3 not, or may it have and what's the percentage of it
4 having an effect on the interconnection.

5 A. Right.

6 Q. [59] And we're changing our point of view on the
7 way we're looking at standards today...

8 A. Right.

9 Q. [60] And that was the gist of what I was hearing
10 yesterday.

11 A. Right.

12 Q. [61] I'm still interested in knowing which of these
13 installations or which of these interconnections
14 could have a strategic impact on reliance, on
15 enabling or faisant en sorte, I'm sorry, that could
16 impact the American network. So, I think we're
17 talking about the same thing when you're talking
18 about critical infrastructure and I'm talking about
19 strategic installations, I think we're talking
20 about the same thing.

21 A. Not having a definition of strategic in front of
22 me...

23 Q. [62] Yes.

24 A. I can only assume what you are thinking. But I can
25 tell you that because of the change in the

1 definition, going to the BES definition that FERC
2 approved with NERC, all interconnections are
3 considered, across international borders, are
4 considered bulk electric system because it's a
5 Brightline determination.

6 Q. [63] Could you shed a little light on what would be
7 identified local area that are referred to in A-10.

8 A. Again, that information would be considered CEII.

9 I can tell you within Quebec there's two areas that
10 they consider but to give you the definition and
11 the map that shows that, you'd have to ask for that
12 on a confidential basis.

13 Q. [64] Okay. Well, number 6.

14 A. I mean, I've signed a CEII agreement that's bound
15 me personally so I cannot release that information
16 unless it's required by a jurisdiction or a court
17 of law.

18 Q. [65] Yes.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Vous le libellez, Maître Legault?

21 Me LOUIS LEGAULT :

22 Q. [66] Alors, essentially, Mr. Chair, is that I was
23 asking the witness to identify, in Quebec, what
24 would be considered local area under A-10.

25 A. Right.

1 Q. [67] The witness said there were two in Quebec, and
2 that's what we want to know.
3

4 E-6 : Provide in a confidential manner what would
5 be considered local area in Quebec under A-
6 10 (demandé par la Régie)

7 A. Yeah.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Ça va Monsieur le Sténographe? Merci.

10 Me LOUIS LEGAULT:

11 Q. [68] Back to what we were talking at the beginning
12 about the way NPCC functions and works, is
13 organised, just to clarify, I mean, while perusing
14 your website, I understand very well that anybody
15 who is involved in transmission far, near, if they
16 want to become a member of NPCC because they have
17 something to bring to the table, or something to
18 take from the table, are welcome and they can
19 become members and be part of committees and...

20 And so, my question is, just to clarify
21 what was said yesterday, aside from Hydro-Québec in
22 their RCC role and in their transmitter role, and
23 maybe in other roles, are there other entities from
24 Quebec that are members of NPCC?

25 A. Well, subject to checking their directory, I would

1 say yes...

2 Q. [69] Yes?

3 A. Off the top of my head, yes. There's Hydro-Québec
4 Distribution, there's other players that are part
5 of this picture.

6 Q. [70] Yes, but... Yes, exactly. But, I mean, other
7 than Hydro-Québec.

8 A. I'd have to look.

9 Q. [71] Some industries, some...

10 A. Well, I understand Brookfield is a member of NPCC,
11 for instance.

12 Q. [72] Yes.

13 A. But if you wanted a list of everyone, top of my
14 head, I can't do it but...

15 Q. [73] But...

16 A. ... I could provide it for you.

17 Q. [74] Brookfield is a multinational corporation, I
18 mean, they have installations in the States, they
19 have... okay.

20 A. A lot of our membership is like that too.

21 Q. [75] And are you aware, and if you can't answer
22 this I'll understand, but of the representativity
23 of the Quebec industry transmission, related
24 transmission and to whom standards could apply that
25 make representations or are part of the NERC

1 process of adopting standards, other than Hydro-
2 Québec, because we know that Hydro-Québec is
3 involved in that.

4 A. Well, it's anyone that's part of the NERC
5 registered ballot body that is there, I don't have
6 that list in front of me so we could check that for
7 you.

8 Q. [76] My question essentially goes to this, I'm
9 trying to assess what's the weight of Quebec as a
10 whole. Never mind Hydro-Québec but Quebec as a
11 whole, as a regional transmission system or, as we
12 often call it, the Quebec interconnection, in
13 adopting standards or in making sure that NERC
14 takes into consideration the Quebec interests. So,
15 I'm trying to assess what the weight of Quebec is
16 in the decision-making process.

17 (11 h 42)

18 A. Well, I can tell you, I'm not on the Standards
19 Committee, first of all. But I am NPCC's voting
20 representative on our Planning Committee, NERC
21 Planning Committee, and I can tell you their
22 structure is such that the Canadians are
23 represented, as well as people from Quebec, and
24 they each have a vote that they can cast on
25 various... that come before the Committee.

1 Sometimes, the Regional Standards Committee
2 asked for advice from the NERC Planning Committee
3 so they opine on their positions, and they provide
4 that input as well. But the regions collectively
5 get two votes at this committee at NERC, everyone
6 else gets a vote so it's not like I have... they
7 have more, actually, I get, now there's seven
8 regions so I get one-seventh of two votes when I
9 cast my ballot but, when they vote, they get one
10 vote.

11 And they represent, I don't have the list
12 in front of me of what the various sectors or what
13 they're in, for instance, there's a ISO RTO sector
14 where there's one representative that's there that
15 talks and collaborates with their constituency and
16 prepares their positions for those meetings. It's
17 the same with each one or the other.

18 Q. [77] Okay. If you're a bit aware of Canadian
19 politics, you would know that provinces are very
20 jealous of their jurisdictions and I'm not saying
21 the States are not in the United States, it's
22 another political situation. And, essentially,
23 what I'm hearing and decoding is that, you know, if
24 there's a representative representing Quebec on one
25 of these committees, he gets one vote - let's say

1 Hydro-Québec is a member, they get one vote - and
2 all of the other regions get fourteen (14) votes
3 because there's seven of them and they get two
4 votes and the other...

5 A. Let me correct you, we get, my part of that, they
6 only get two votes in total.

7 Q. [78] Oh, in total.

8 A. In total. My portion of that, they have a
9 spreadsheet, you know, four say yes, three say
10 no...

11 Q. [79] Yes.

12 A. They calculate the percentage.

13 Q. [80] Okay.

14 A. No, we don't get fourteen (14) votes.

15 Q. [81] Okay. But any other, if Hydro-Québec is a
16 member of that committee, they get one vote, and
17 if...

18 A. If they're part of whatever that sector is, if
19 they're representing that sector, that sector gets
20 a vote. Many sectors have a lot of people, like I
21 mentioned, the ISO RTO Council. I believe there's
22 one representative that, you know, talks to their
23 constituency and that person comes to represent
24 their viewpoint.

25 Q. [82] Without putting words in your mouth, without,

1 you know, would the Quebec vote be drowned under
2 all of the other votes of all of the other entities
3 and players sitting on a committee?

4 A. Without a specific topic, I can't opine. I have as
5 much of a vote as anyone else.

6 Q. [83] Okay.

7 A. I also have, I believe, and subject to check, on
8 these commissions, there's a provincial
9 representative as well.

10 Q. [84] Depending on the committee.

11 A. Depending on the committee, yes.

12 Q. [85] Okay. Talking about the coordinator's
13 responsibility in Quebec, by statutes, the
14 coordinator that the Régie designs or implements
15 will file for adoption at the Régie the reliability
16 standards that would apply in Quebec.

17 In the United States, if my understanding
18 is right, NERC, at least for the northeast, would
19 file for approval by FERC reliability standards
20 that would apply in the United States. Would I be
21 wrong in saying that the coordinator in Quebec
22 plays essentially the same role as NERC does in the
23 United States as regard adopting standards.

24 (11 h 47)

25

1 Mr. DAMASE HEBERT:

2 A. So, they... yeah, there's a similar role played
3 whereas NERC files, before NERC does the legal work
4 to file before FERC in Quebec, Hydro-Québec does
5 that work, NERC doesn't do it, to file before the
6 Régie. Should I complete that for the other
7 Canadian jurisdictions, would that be helpful?

8 Q. [86] Please, yeah.

9 A. So, in Nova Scotia, there's a quarterly filing
10 which NERC makes to the Nova Scotia Utility Board.
11 In New Brunswick, New Brunswick Power files before
12 the New Brunswick Energy Utility Board. And in
13 Ontario, it's a little bit automatic, for lack of a
14 better word, NERC notifies IESO that they filed at
15 FERC and then a process gets triggered in Ontario
16 where there's an opportunity for parties to object
17 within a certain amount of days, I don't have the
18 details in front of me, and there's also an
19 opportunity for the Ontario Energy Board to object,
20 that's a different time frame, but if there's no
21 objections, it gets automatically approved without
22 much of any, really, regulatory activity.

23 Q. [87] Okay. And I know that British Columbia has
24 their own. Anyway...

25 A. I don't know outside of NPCC.

1 Q. [88] You're the east, yes. When NPCC is assessing
2 standards, and you talked this morning about two
3 things, that in certain circumstances, you did
4 review some of the rulings that the Régie issued
5 regarding adopting standards, and I know that
6 you're involved in reviewing or assessing standards
7 that would be filed because you're the one with
8 NERC that will propose to the coordinator to file a
9 specific standard or a modification to a standard,
10 and there's a process and the Régie has an
11 agreement with you guys.

12 So, I don't want to get into that but what
13 I want to understand is when you do that process,
14 do you look at the standards in the perspective of
15 Quebec being the Quebec interconnection or do you
16 look at it also within the specific needs within
17 the provincial, the RTP, let's call it, or the BES,
18 the Quebec BES.

19 A. I'm not sure I understood the question. From a
20 compliance and enforcement perspective, what we
21 would do is try to understand the orders that are
22 issued by the Régie to try to assist us with that
23 job. So, if there's an order that approves, for
24 example, certain... and maybe it's sort of at a
25 high level, if the order sort of approves the

1 standard but maybe has different implementation
2 dates for the requirements, we try to understand
3 that piece of it.

4 We're not making, in Compliance and
5 Enforcement, we're not making a judgement on the
6 technical aspects of the differences in Quebec.
7 We're just trying to understand them.

8 Q. [89] But in the adoption process, when you're
9 looking at a standard, what I want to know, and I'm
10 going back to Brightline, and I'm going back to
11 impact, do you look at it through the eyes of the
12 interconnection or through the eyes of the specific
13 Quebec network, within the Quebec boundaries, let
14 me put it in that term.

15 (11 h 52)

16 Mr. PHILIP A. FEDORA:

17 A. The...

18 Q. [90] The BES interconnected system, I think that's,
19 versus the specifics of Quebec and its network.

20 A. Well, I think the answer is it's all part and
21 partial of the same thing. We're all interested in
22 providing no gaps in the reliability of the system
23 between what is covered under the more specific,
24 reasonably specific, more stringent NPCC criteria
25 and the application of the NERC standards that the

1 Régie adopts accordingly.

2 So, with respect to how it's treated, it's
3 treated the same as it would be treated in any
4 other jurisdiction that we look at in terms of how
5 reliability is met, or how it provides for
6 reliability.

7 Q. [91] Considering Quebec's specificity and the way
8 the network is structured in Quebec, do you think
9 it would be useful or logic to setting up a
10 concertation table that would be specific for the
11 Quebec interconnection, and if so, how could that
12 be structured?

13 A. I have no comment on that.

14 Mr. DAMASE HEBERT:

15 A. Yes, do you mean during the NERC development phase?

16 Q. [92] Yes.

17 A. Yes, I don't have an answer for that one.

18 Q. [93] And I can't ask for an undertaking because you
19 don't have an answer.

20 A. Yes. I don't think, you know, that would... NPCC, I
21 feel pretty comfortable saying, hasn't really
22 thought of that that much, at all. So, that one, I
23 don't think we could get an answer.

24 Mr. PHILIP A. FEDORA:

25 A. Yes. Our purpose of being here today was to

1 explain the BPS, the BES, the process it's gone
2 through and the adequate level of reliability.
3 It's a very narrow part of the entire hearing
4 that's in front of you today so...

5 Q. [94] And I'm happy to say that I think we didn't
6 get any BS so...

7 A. Thank you.

8 Q. [95] Great, thanks. Merci Monsieur le Président,
9 j'ai terminé.

10 LE PRÉSIDENT :

11 Merci Maître Legault. La Régie n'a plus de
12 questions. Maître Tremblay, est-ce que vous allez
13 avoir un réinterrogatoire?

14 (11 h 55)

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 J'aurais, oui, deux, trois questions à ajouter aux
17 témoins qui découlent des questions de maître
18 Legault, si vous me permettez.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Oui. Maître Grenier, est-ce que vous voulez me
21 parler maintenant?

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 Oui.

24 LE PRÉSIDENT :

25 Parce que vous êtes au micro.

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Il y a des engagements confidentiels qui vont être
3 produits par les membres du NPCC. Évidemment, comme
4 étant une partie intéressée au débat, ma cliente
5 est prête à signer les ententes de confidentialité
6 nécessaires pour que les informations nous soient
7 partagées.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Tout à fait.

10 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

11 Si vous le permettez, je vais consulter, peut-être
12 sur l'heure du lunch, mes clients là-dessus parce
13 que lorsqu'il est question de telles informations,
14 on a déjà eu un débat ensemble où il y a eu même
15 une preuve à huis clos sur ces éléments-là. Ça fait
16 que, moi, j'aurais peut-être des représentations à
17 vous faire sur l'accès à ces informations-là.

18 LE PRÉSIDENT :

19 À savoir si l'accès va être limité ou pas?

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Tout à fait. Évidemment, pour ce qui est de la
22 Régie, ça ne pose pas d'enjeu. Pour ce qui est de
23 tiers...

24 LE PRÉSIDENT :

25 Bien, ce serait... Mais, si vous voulez qu'on ne

1 les regarde pas puis qu'on rende une décision
2 après, je n'ai pas de problème avec ça aussi, là,
3 je veux dire, Maître Tremblay.

4 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

5 Non, non, ce n'est pas ça, là. C'est la même chose
6 que ce qu'on a déjà vécu, par exemple, dans la
7 phase 1 du dossier R-3947, donc... où la Régie a
8 accès à certaines informations, mais ça peut être
9 limité pour les tiers. Alors, je veux juste faire
10 la réserve...

11 LE PRÉSIDENT :

12 Non. Je...

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 ... et vous revenir après le lunch, si vous le
15 permettez.

16 LE PRÉSIDENT :

17 Et je vous en remercie. Vous en avez pour combien
18 de temps selon vous?

19 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

20 Ah! C'est cinq minutes, là. C'est deux courtes
21 questions.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Allons-y.

24 REEXAMINED BY Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

25 Q. [96] There were discussions earlier this morning

1 about the interstate commerce or intrastate
2 electricity commerce. Just to be clear, do NERC
3 standards apply only to interstate transmission and
4 generation assets or does it apply as well to
5 intrastate transmission and generation assets?

6 Mr. DAMASE HEBERT:

7 A. So, the NERC standards, the statutory authority,
8 I'm just going to go back to that slide, the
9 statutory authority for the NERC standards for the
10 development and enforcement of the NERC standards
11 falls under Section 215 of the Federal Power Act.
12 It applies to the bulk-power system as that is
13 defined there. It doesn't differentiate between
14 intrastate and interstate.

15 There is a differentiation in a different
16 section of the Federal Power Act which applies to
17 transmission rates and service contracts and rate
18 of recovery type of things, but there's no
19 distinction in Section 215 of the Federal Power
20 Act.

21 Q. [97] Okay, thank you. On another subject, I was a
22 bit confused this morning about the application of
23 the A-10 directory or criterion of NPCC. I just
24 want to ask you a very simple question, am I right
25 when I understand that NERC's standards generally

1 apply not only to NPCC's BPS but, instead, apply to
2 NERC's BES. Am I right or do you have any comments
3 to make about that?

4 A. No, that's correct. It's, you know, the NERC
5 Reliability Standards apply to the BES definition
6 across all of the United States, including NPCC.

7 Q. [98] Okay. And can you explain, given that
8 standards apply to BES, can you explain what is the
9 usefulness, today, of NPCC's BPS.

10 A. Sure. You want to...

11 Mr. PHILIP A. FEDORA:

12 A. Are we going to meet this afternoon too? It's a
13 very lengthy answer to that question. Each one of
14 the standards have, we've identified where NPCC's
15 criteria is more stringent than what the NERC
16 standard applies to, and sometimes, it goes to
17 timing, the requirement for backup battery
18 facilities for relaying, solar alerts.

19 There's a long list of these things which
20 we could provide if you're interested. But top of
21 my head, we have a resource adequacy criteria
22 that's not part of the bulk electric system
23 standards that NERC comes up with because it's what
24 NPCC's criteria directory one applies to so...

25 Q. [99] Yes.

1 A. There's a long list of these things.

2 Mr. DAMASE HEBERT:

3 A. And Phil's correct from the technical perspective
4 but from a more of a, I guess, a legal perspective
5 or policy perspective, the BPS doesn't apply to all
6 users and owners and operators of the bulk-power
7 system, it only applies to those voluntary members
8 at NPCC.

9 Q. [100] Okay, thank you. I was looking for a general
10 answer, not to go in further details as you
11 suggest, Mr. Fedora, thank you. And in particular,
12 let's talk about how TOP and IRO standards apply as
13 well. So, my understanding is that your previous
14 answers, of course, include the TOP and IRO
15 standards, that means these standards, or category
16 of standards, apply to BES and not to NPCC's BPS.
17 Is that correct?

18 A. That's correct.

19 Mr. PHILIP A. FEDORA:

20 A. Right.

21 Mr. DAMASE HEBERT:

22 A. It applied to BES.

23 Mr. PHILIP A. FEDORA:

24 A. To the extent that sometimes a BPS facility is a
25 BES facility. They're not mutually exclusive.

1 Q. [101] Okay.

2 A. You know, the BPS is a smaller subset of the BES.

3 Q. [102] You talked earlier about the evolution that
4 was, not the evolution but the way the FERC
5 decisions made some changes to BES, BPS. My
6 understanding is that now BES is a broader set of
7 assets than the NPCC's BPS. That was for the
8 United States. Can you comment on what happened in
9 the provinces in Canada that are under NPCC's, I
10 would say, jurisdiction or membership.

11 (12 h 02)

12 Mr. DAMASE HEBERT:

13 A. Let me just start and then I might hand it over to
14 Phil to remind us about the task forces. But so,
15 the other jurisdictions presented their version of
16 the BES definition which very closely aligned with
17 the United States' definition and Ontario, Nova
18 Scotia and New Brunswick.

19 Once again, I'm not familiar with any of
20 the jurisdictions outside of NPCC, but certainly in
21 those definitions in New Brunswick and in Nova
22 Scotia, I think the definition is very, it's almost
23 identical, it may be identical but it's very, if
24 not, it's very close to what the US definition is.
25 If I had to say one that was the most different,

1 out of those jurisdictions, it would definitely be
2 Quebec.

3 Q. [103] Okay. So when you mean close to that
4 definition, you mean the BES definition.

5 A. I mean the definition that has the I's, it has the
6 E's, it even has the exception process, right?
7 That's part of their definition. So, the process
8 for the exceptions is a little bit different but it
9 has an exception process.

10 Q. [104] Okay. Thank you, Gentlemen, I think that
11 will be all. Merci, c'était toutes mes questions.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Oui. J'ai peut-être une question qui me vient du
14 côté de la salle.

15 Q. [105] Messieurs, quelle menace dans le futur, un
16 futur proche ou un futur pas dans cent cinquante
17 (150) ans, là, quelle menace voyez-vous pour le
18 Québec au niveau, naturellement, de l'énergie. Je
19 dirais pas au niveau des gouvernements, ça change
20 tous les quatre ans.

21 Mr. PHILIP A. FEDORA:

22 A. Could you provide a better definition of "threat"?
23 Cybersecurity, physical security? I don't know
24 what you mean.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Maître Legault, vous êtes à côté du chargé de
3 projet, peut-être que ça va être plus simple pour
4 vous.

5 Me LOUIS LEGAULT:

6 Q. [106] I think it's wider than this. Mr. Chair, if
7 you don't mind, as you know, wind generation, every
8 time I go to a NERO conference or I go to, you
9 know, the Energy Bar Association meeting in
10 Washington or whatever, there's a lot of discussion
11 about distributed generation, about solar coming
12 in, about invasive technology and we're disturbing
13 technology...

14 I mean, in the industry, there's a lot of
15 talk about what the future of energy and how the
16 industry should be dealing with it, dealing with
17 innovation and, you know, I'm putting more to it
18 than I was asked to, but considering Quebec's
19 situation, and your views of how the network works
20 in Quebec, what should we be preoccupied about, and
21 in a standards perspective, naturally, we're not
22 asking you to give us another vision than what your
23 specific role is.

24 Is that what you were looking for? And the
25 fact that we can legally smoke pot here now, is

1 that...

2 A. That will not influence my answer in any way. I
3 would say that, as you know, cybersecurity and
4 physical security are certainly a big concern, not
5 only in the United States but in North America.
6 The changing resource mix is also presenting a lot
7 of challenges as they try to implement the
8 provincial or other State policies for offshore
9 wind, in our case in the United States, or increase
10 solar penetration.

11 NERC has its committees working very
12 diligently on trying to address how to supply the
13 essential reliability services in the face of some
14 of these new technologies coming up and in spite
15 of, you know, the coal maybe is not going to stay
16 around in the United States, but be replaced by
17 something else. We need to look at this, again from
18 a big picture point of view.

19 And it also involves those that have extra
20 resources available for export, perhaps can provide
21 the right types of capacity and energy for those
22 areas that are retiring things maybe faster than
23 they expected them, for instance, the nuclear
24 energy issues. So, there's no shortage of things.

25 You're the same as, I hate to say it, the

1 rest of North America. We all have a vested
2 interest in, you know, living in this brick house
3 that's secure and has reliability, and we need to
4 make sure that there's no gaps in the reliability.
5 And it's an ongoing effort, we've got to see where
6 the new threats are, what the risk assessments are,
7 and move forward from there.

8 And in answer to one of your questions, I'd
9 like to think of it more as intelligent design than
10 evolution, but I don't want to get into that debate
11 here.

12 (12 h 07)

13 Q. [107] Thank you.

14 LE PRÉSIDENT :

15 Merci Maître Legault d'avoir précisé ma question.
16 Maître Tremblay, est-ce que ça vous va? On peut
17 prendre la pause dîner?

18 Alors je peux libérer le panel. Le panel
19 est libéré. Il est heure de mon ordinateur puis
20 l'heure là ça marche pas alors je vais prendre
21 celui-là, nous revenons à treize heures vingt-cinq
22 (13 h 25). Ça vous va? C'est moi qui vous
23 remercie. Maître, oui Maître Pelletier... Maître
24 Pelletier pense à moi.

25

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Je me demandais si la Régie pouvait, pour ce midi,
3 qu'on commence un peu plus tôt, si on est en
4 mesure, parce que j'ai, il y a peut-être une
5 contrainte de la part d'un des membres de mon panel
6 de quitter vers trois heures (15 h 00), trois
7 heures et quart (15 h 15). Mais, encore une fois,
8 c'est sous réserve des questions qui pourraient
9 être posées par le Coordonnateur ou par la Régie.
10 Mais si c'était possible de commencer un peu plus
11 tôt, ça serait apprécié, pour voir si on peut
12 terminer dans cette fenêtre.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Donnez-moi... je vais regarder l'intendance puis je
15 vous reviens. On peut pas prendre moins d'une
16 heure parce qu'on a des questions techniques à
17 regarder. Alors, on va revenir à une heure dix
18 (13 h 10), ça vous va? Ça va? Merci.

19 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

20 REPRISE DE L'AUDIENCE

21

22 (13 h 11)

23 LE PRÉSIDENT :

24 Maître Tremblay.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Bonjour.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Bonjour.

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 Si la Régie n'a pas de question pour les deux
7 témoins qui n'ont pas été libérés de leur serment,
8 mais si elle en a, on va les inviter à se
9 présenter. Si la Régie n'en a pas, je vous
10 inviterais à procéder à cette libération, s'il vous
11 plaît.

12 Me LOUIS LEGAULT :

13 Vous parlez de quel témoin?

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Les deux témoins du Coordonnateur, madame Dupuis...

16 Me LOUIS LEGAULT :

17 O.K.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 ... et monsieur Turcotte qui sont toujours sous
20 serment.

21 LE PRÉSIDENT :

22 C'était pour bien préciser dans les notes sténos
23 l'intervention de mon collègue Legault. Non. La
24 Régie n'aura pas de question pour vos témoins, donc
25 on les libère, mais on apprécierait qu'ils restent,

1 mais on les libère de leur serment.

2 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

3 Merci.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Je vous en prie, Maître Tremblay. Maître Grenier.

6 PREUVE DE RIO TINTO ALCAN INC.

7 Me PIERRE D. GRENIER :

8 Merci, Monsieur le Président. Donc, j'ai à ma
9 gauche maître Benoit Pepin et Marc Fortin
10 représentants de Rio Tinto Alcan inc. et qui
11 forment le panel d'aujourd'hui. J'aimerais demander
12 l'assermentation des membres du panel.

13

14 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce vingt-quatrième
15 (24e) jour du mois d'octobre, ONT COMPARU :

16

17 MARC FORTIN, ingénieur électrique, ayant une place
18 d'affaires au 1954, rue Davis, Arvida (Québec);

19

20 BENOÎT PEPIN, directeur énergie, ayant une place
21 d'affaires au 1190, avenue des Canadiens-de-
22 Montréal, Bureau 400, Montréal (Québec);

23

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

1 INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER :

2 Nous avons déposé au site de la Régie les
3 curriculum vitae de monsieur Pepin sous la cote C-
4 RTA-0023 et le curriculum vitae de monsieur Fortin
5 sous la cote C-RTA-0022. J'ai apporté des copies
6 papier pour ceux qui aimeraient en avoir une copie.
7 Madame la greffière a une copie de ces curriculum
8 vitae. Peut-être m'en passer une copie, s'il vous
9 plaît.

10 LA GREFFIÈRE :

11 De chacun?

12 Me PIERRE D. GRENIER :

13 De chacun.

14 Q. [108] Monsieur Pepin, j'aimerais que vous preniez
15 juste quelques minutes pour expliquer à la Régie
16 quelles sont vos fonctions et vos responsabilités
17 comme directeur énergie au sein de RTA.

18 M. BENOÎT PEPIN :

19 R. Au sein de RTA, la fonction énergie est, en quelque
20 sorte, axée sur deux pôles. Il y en a une qui est
21 opérationnelle, mon collègue Marc Fortin va pouvoir
22 vous en parler plus amplement, qu'on appelle la
23 division énergie électrique Québec, EEQ dans notre
24 jargon, qui est tout l'aspect opérationnel de
25 production et transport d'électricité.

1 Dans mon cas, j'appartiens plutôt au groupe
2 corporatif au siège social de Rio Tinto Alcan basé
3 à Montréal. Ma fonction est celle de s'occuper des
4 éléments de stratégie et de conseil à la direction
5 en matière d'énergie, ainsi que des relations
6 commerciales avec nos partenaires en matière
7 d'énergie, là, en Amérique du Nord, dont Hydro-
8 Québec.

9 Ici je le décris plus amplement, Rio Tinto
10 Alcan a des relations opérationnelles et
11 commerciales avec les différentes fonctions ou les
12 différentes entités au sein d'Hydro-Québec. Étant
13 un producteur d'énergie, on a des relations
14 d'affaires avec Hydro-Québec Production.

15 Étant un transporteur auxiliaire, on en a
16 une aussi avec Hydro-Québec TransÉnergie par nos
17 fonctions comme entité visée.

18 Puis parce qu'on a un centre de contrôle de
19 réseaux, on a une relation avec le coordonnateur
20 des mouvements d'énergie. Donc, il y a différentes
21 facettes d'Hydro-Québec avec lesquelles on a
22 l'opportunité de collaborer. Étant aussi un client
23 d'Hydro-Québec Distribution, on a aussi une
24 relation avec cette autre fonction réglementée.

25 Q. [109] Merci. Monsieur Fortin, pourriez-vous à votre

1 tour donner à la Régie, de manière globale, les
2 fonctions et les responsabilités que vous avez
3 comme ingénieur du réseau électrique de RTA?
4 (13 h 16)

5 M. MARC FORTIN :

6 R. Non, moi, je travaille pour la Division énergie
7 électrique au Saguenay-Lac-Saint-Jean. Donc, c'est
8 l'opération de notre réseau de production,
9 transport et distribution d'énergie électrique. Mon
10 rôle en tant qu'ingénieur électrique est d'assurer
11 le développement moyen et long terme pour la
12 planification des installations de RTA au Saguenay-
13 Lac-Saint-Jean, de supporter les alumineries au
14 niveau de l'appareillage haute tension, de
15 l'alimentation de ces clients-là et puis les
16 dossiers de normes de fiabilité, donc la vigie et
17 l'implantation pour la conformité aux normes de
18 fiabilité.

19 Q. [110] Merci, Monsieur Fortin. Dans le cadre du
20 dossier 3996 Phase 2, Rio Tinto a déposé les
21 documents suivants : premièrement, le document
22 C-RTA-13 qui sont des commentaires de RTA. Pourquoi
23 commentaires? Il y a une partie de ce document-là
24 qui contient de la preuve, c'est-à-dire une
25 description des installations de RTA. Et il y a une

1 partie qui comprend des commentaires, des
2 préoccupations, des commentaires et des constats
3 sur la preuve qui a été déposée par le
4 Coordonnateur et suite à la demande de
5 renseignements qui a été formulée par RTA.

6 Suite à la demande de la Régie et du
7 Coordonnateur, nous avons déposé la semaine
8 dernière un ensemble de propositions qu'on a appelé
9 un document de travail propositions. Évidemment,
10 dans le contexte des paramètres qui sont analysés
11 et étudiés par la Régie dans ce dossier, il ne
12 s'agit pas de preuve en soi, il s'agit de
13 propositions qui sont fondées sur l'expérience de
14 RTA comme entité visée et qui sont reflétées par
15 les éléments qui sont plus amplement véhiculés dans
16 le document de commentaires, C-RTA-13.

17 Donc, il y a deux documents distincts qui
18 ont été soumis à la Régie la semaine dernière sur
19 le premier qui traite de la procédure d'examen,
20 donc le concept de dossier continu qui est présenté
21 par le Coordonnateur. Et il y a également un autre
22 document qui fait état de la structure de
23 l'encadrement du Coordonnateur de la fiabilité
24 comme entité, comme division d'HQT et des
25 propositions pour traiter des enjeux qui ont été

1 soulevés par RTA dans son document de commentaires
2 du mois de septembre dernier.

3 Nous avons étalelement déposé les codes de
4 conduite de l'IESO qui est le coordonnateur de
5 l'Ontario et AESO qui est le coordonnateur
6 indépendant de l'Alberta.

7 Donc, sur cette base, ce préambule,
8 j'aimerais demander au panel de RTA s'ils adoptent
9 ces documents dans le cadre du présent dossier
10 comme preuve, comme les commentaires de RTA, comme
11 les propositions de RTA?

12 M. BENOÎT PEPIN :

13 R. Oui, c'est le cas.

14 M. MARC FORTIN :

15 R. Oui.

16 Q. [111] Donc, le but de l'exercice devant vous cet
17 après-midi avec les membres du panel de RTA, ce
18 n'est pas de refaire, exemple, de redire tout ce
19 qui a été présenté dans les trois documents que je
20 vous ai mentionnés, mais c'est de faire état de
21 certains faits saillants. Je pense que certains
22 faits saillants qui peuvent... qui sont appuyés
23 d'exemples concrets pour « objectiviser », si je
24 peux employer ce mot, les préoccupations de RTA qui
25 vont du modèle de fiabilité qui a été adopté par la

1 Régie dans le dossier 3699, ce qu'il en est devenu
2 aujourd'hui. Et on va parler également du processus
3 d'examen des normes. On va parler des aspects
4 d'indépendance, d'impartialité et de neutralité du
5 Coordonnateur. Et on va parler en quelques mots du
6 code de conduite. Donc, ça résume les grands
7 chapeaux sous lesquels les commentaires, les propos
8 de RTA suivront cet après-midi dans le contexte de
9 ces faits saillants.

10 Et le premier élément que j'aimerais
11 aborder avec le panel, c'est la confidentialité des
12 renseignements de RTA.

13 (13 h 21)

14 J'aimerais demander à monsieur Fortin de
15 pouvoir souligner quels sont les objectifs de RTA
16 dans toute cette dynamique de confidentialité des
17 renseignements, des secrets industriels et
18 d'opération de RTA?

19 R. Oui. Donc, d'entrée de jeu, je me rappelle, hier,
20 ce que le Coordonnateur a mentionné, que les
21 affaires commerciales des entités au Québec ne sont
22 pas importantes et ne sont pas prises en compte,
23 là, dans le travail du Coordonnateur.

24 Par contre, RTA pense que le contexte
25 d'affaires d'un PVI est important et doit être tenu

1 en compte. Je m'explique, là, dans le contexte
2 d'affaires. C'est que RTA a obtenu des droits
3 d'exploitation de rivières pour produire de
4 l'électricité et pour opérer des sites industriels
5 puis, dans notre cas, c'est la production
6 d'aluminium.

7 Les alumineries de la grosseur des
8 alumineries de RTA, partout sur la planète, il y en
9 a beaucoup, il y en a des beaucoup plus grosses.
10 Puis des petites alumineries comme on a, il y en a
11 beaucoup qui sont mortes dans les dernières années.
12 Le contexte RTA au Saguenay-Lac-Saint-Jean il y a
13 plusieurs facteurs qui font qu'on est capable de
14 demeurer compétitif. Puis un grand facteur, c'est
15 qu'on produit notre électricité pour alimenter nos
16 alumineries. Donc, c'est un... le contexte de RTA
17 au Saguenay-Lac-Saint-Jean est un contexte unique
18 dans le monde.

19 Dans la chaîne de valeurs de production de
20 l'aluminium, la production d'électricité est un
21 facteur majeur sur les coûts de l'aluminium. Mais
22 aussi le service qu'on donne à nos alumineries a
23 une grande valeur par rapport à la production
24 d'aluminium. Notre seul client à qui ont fourni de
25 l'énergie, c'est nos alumineries. Donc, on leur

1 donne un service particulier personnalisé qu'un
2 autre fournisseur d'électricité ne leur donnerait
3 pas. On pense à la contingence qu'ils ont, la
4 flexibilité par rapport à l'alimentation, à la
5 qualité de l'alimentation ou à la qualité de l'onde
6 de l'alimentation qu'ils ont.

7 Puis, par rapport aux contraintes qu'on
8 peut, des fois, je dirais, leur permettre de faire
9 certaines choses qu'ils ne pourraient pas
10 normalement. Donc, on leur donne un service
11 particulier pour répondre à leurs besoins.

12 On a aussi... on donne aussi des services
13 comme transporteur auxiliaire et on a aussi un
14 contexte d'affaires avec HQP, avec les différentes
15 divisions d'Hydro-Québec. Mais notre mission, c'est
16 de produire de l'aluminium.

17 Si - ça sort souvent, là, dans les médias -
18 bon, la division énergie électrique de RTA pourrait
19 produire, elle ne serait pas obligée de... je veux
20 dire, c'est une petite d'or, elle ne pourrait
21 pas... elle pourrait vendre l'électricité, et
22 caetera. Nos droits d'exploitation, ils sont là
23 pour qu'on produise de l'aluminium. Si on ne
24 produit pas d'aluminium, on n'a plus de droits
25 d'exploitation. Puis c'est pour ça que le

1 gouvernement aussi nous met certaines contraintes
2 au niveau des affaires puis au niveau du maintien
3 des opérations de l'aluminium, et caetera.

4 Donc, étant donné qu'on a un contexte
5 particulier, qu'on donne un service particulier,
6 qu'on est un facteur important pour la production
7 d'aluminium au Saguenay-Lac-Saint-Jean, on ne veut
8 pas que nos données d'exploitation d'énergie
9 électrique tombent dans les mains d'un compétiteur
10 au niveau de l'aluminium puis que quelqu'un tente
11 de reproduire le contexte de Rio Tinto au Saguenay-
12 Lac-Saint-Jean, ailleurs dans le monde, puis soit
13 aussi performant que nous.

14 (13 h 26)

15 On ne veut pas non plus que nos données
16 d'exploitation soient dispersées et disponibles aux
17 différentes entités d'Hydro-Québec parce qu'on a
18 des relations d'affaires aussi avec ces... les
19 différentes entités d'Hydro-Québec. Puis le moyen
20 dans le passé et puis aujourd'hui encore qu'on
21 utilise pour que ces données-là ne soient pas
22 dispersées, c'est qu'on fournit des données
23 partielles à chacun... dans chacun des cas
24 d'affaires avec nos différents clients, on fournit
25 des données partielles pour justement qu'ils ne

1 puissent pas avoir une idée de l'ensemble de
2 l'exploitation de notre réseau.

3 Dans le cadre des normes de fiabilité, on
4 nous demande de transmettre l'ensemble,
5 pratiquement l'ensemble des informations
6 d'exploitation de notre réseau. Donc, notre moyen
7 de contrôle disparaît, puis ce qu'il nous reste
8 c'est un Code de conduite ou des Codes de conduite.
9 Donc, pour nous, c'est pas suffisant. Puis quand
10 on... quand on regarde l'impact de l'application
11 des normes de fiabilité, oui, c'est des coûts,
12 c'est des investissements pour RTA ou pour
13 l'ensemble des entités, pour Hydro-Québec, mais
14 dans le cas de RTA on ne peut pas redistribuer ces
15 coûts-là à nos clients. Notre client, c'est RTA.
16 Puis quand on... je mets mon chapeau de Québécois,
17 quand je reçois une facture d'Hydro-Québec avec...
18 qui augmente, bien je peux dire : O.K. J'ai pas le
19 choix, il faut que je paye ma facture
20 d'électricité, mais je peux couper ailleurs puis je
21 vais rentrer dans mon budget pareil. Mais le jour
22 où est-ce que nos alumineries ne seront plus
23 compétitives parce qu'on n'est pas capable d'avoir
24 des coûts compétitifs, bien alors les employés qui
25 vont perdre leur « job », ils n'auront pas ce

1 choix-là de dire : « Je vais aller couper
2 ailleurs. » Il n'y aura plus de rentrée de salaire.
3 Ça fait que dans la mission, dans la raison
4 d'affaires de RTA, c'est tous ces enjeux-là qu'il
5 faut tenir compte aussi.

6 Donc, le message-clé c'est que nos données
7 d'exploitation, on doit garder un contrôle pour pas
8 qu'elles soient divulguées. Ce qu'on contrôle... on
9 les a toujours contrôlées en transmettant des
10 données partielles qui étaient requises dans nos
11 ententes et dans nos contrats. Puis que là
12 aujourd'hui, on s'en va vers transmettre nos
13 données avec comme seul outil, je dirais, les Codes
14 de conduite.

15 Q. [112] Quels sont vos commentaires par rapport à la
16 fonction ou aux opérations des groupes de
17 production de RTA relativement à la charge locale?

18 R. Les groupes de RTA servent à l'alimentation de nos
19 alumineries. Notre seule charge ferme c'est nos
20 alumineries. Quand on a des... le seul moment où
21 est-ce qu'on envoie de l'énergie sur le réseau
22 d'Hydro-Québec, c'est lorsqu'on a des surplus. Puis
23 ces surplus-là, bien ils sont instantanés dans le
24 sens qu'ils sont non fermes. Donc, on a une entente
25 que ces surplus-là sont pris par Hydro-Québec à la

1 mesure de ce qui est disponible en fonction de
2 l'optimisation de la ressource eau.

3 Q. [113] Est-ce que vous pouvez nous donner vos
4 commentaires relativement aux préoccupations de RTA
5 sur la connaissance détaillée de son réseau et de
6 ses renseignements confidentiels?

7 M. BENOÎT PEPIN :

8 R. Aujourd'hui, on est appelés, de notre point de vue,
9 à faire un bilan, là, des dix (10) dernières années
10 du régime de fiabilité québécois auquel on a vécu.
11 Dix (10) années que, du point de vue de RTA, on n'a
12 pas aimées, clairement. Et c'est pour ça qu'on fait
13 valoir une perspective différente aujourd'hui
14 devant la Régie.

15 (13 h 31)

16 Il faut comprendre un peu l'historique de
17 notre cheminement dans le cadre des normes de
18 fiabilité. Il faut comprendre aussi d'où on est
19 parti. On est une entreprise manufacturière qui
20 fonctionne beaucoup sur un régime d'amélioration
21 continu. Nos relations sur le plan technique,
22 opérationnel avec Hydro-Québec étaient généralement
23 sur ce même mode-là. On a des comités
24 d'exploitation, on a des comités techniques, et qui
25 sont des forums par lesquels des personnes

1 compétentes s'assoient et trouvent des solutions
2 aux difficultés. Parce qu'un réseau, c'est vivant,
3 ça se vit de façon instantanée. Il n'y a jamais de
4 perfection absolue.

5 Et puis dans ce temps-là, on apprend des
6 circonstances, des événements, même des erreurs à
7 la limite. Et on trouve des solutions pour que,
8 dans le futur, ça ne se reproduise plus ou qu'on
9 ait des meilleures pratiques pour le faire. Ça a
10 toujours été notre façon de fonctionner. Et si on
11 regarde la définition de fiabilité telle qu'on la
12 perçoit chez nous, c'est justement par cette
13 approche-là qu'on réussit à obtenir les meilleurs
14 résultats. C'est là où on était.

15 Quand le nouveau régime de fiabilité a été
16 mis en place, depuis le tout début, RTA a toujours
17 mentionné que le régime ferait perdre cette
18 collaboration-là qui existait entre deux
19 entreprises significatives du Québec : Hydro-Québec
20 et Rio Tinto Alcan. Force est de constater après
21 dix ans que, malheureusement, on avait raison.
22 Cette collaboration-là n'existe plus. On est dans
23 un régime acrimonieux. On est dans un régime qui
24 est ultra judiciarisé et qui n'est plus axé sur la
25 fiabilité.

1 Est-ce que, nous, on est pour la fiabilité?

2 Tout à fait. Mon collègue monsieur Fortin le
3 mentionnait. Notre production va pour nos
4 alumineries. Nos alumineries sont des clients
5 sensibles à la fiabilité, sont sensibles à la
6 qualité de l'électricité qu'on leur amène, de
7 l'onde. Ils sont aussi extrêmement sensibles aux
8 interruptions de service. Dans une aluminerie,
9 perdre une aluminerie pendant trois heures, à la
10 maison, on perd quelques degrés de chaleur; en
11 hiver, on va peut-être réallumer un poêle qu'on
12 avait.

13 Pour nous, ça peut se solder par des
14 centaines de millions de dollars de dommages. On
15 perd l'aluminerie, on perd des séries de cuves.
16 L'aluminium en fusion refroidit, gèle. Et imaginez
17 une cuve qui est un immense bassin et qui devient
18 de l'aluminium solide. C'est un désastre pour nous.
19 Et on opère depuis des décennies sur des régimes
20 continus où, contrairement aux autres activités
21 industrielles, il n'y a pas d'arrêt, il n'y a pas
22 d'arrêt de maintenance dans une aluminerie.
23 L'aluminerie, tu la démarres puis tu l'arrêtes
24 cinquante (50) ans plus tard. Tu transites les
25 cuves puis tu fais les réfections, mais toujours en

1 mode « live » dans l'aluminerie. On est extrêmement
2 sensible à la qualité.

3 Donc, est-ce que la fiabilité c'est
4 important pour nous? C'est extrêmement important
5 pour nous. Mais on n'a pas la même définition par
6 contre de ce qui est la fiabilité. On s'intéresse à
7 cette fiabilité, à cette réalité opérationnelle, à
8 cette qualité de ce que l'on a comme alimentation
9 électrique.

10 Par contre, on est tout à fait mal à l'aise
11 ou en désaccord avec le régime policier, ce régime
12 conflictuel que l'on vit. Et notre désir, c'est de
13 reprendre maintenant, refaire ce constat après dix
14 ans puis se demander qu'est-ce qu'on peut faire
15 pour l'améliorer. Et on pense que le forum actuel
16 est idéal pour le faire.

17 On est extrêmement mal à l'aise avec
18 l'évolution que l'on a vue d'une fiabilité aux
19 interconnexions vers une fiabilité domestique. On a
20 eu plein d'échanges devant la Régie ou à
21 l'extérieur pour toujours mentionner notre
22 désaccord quant à cette vision-là. Il faut
23 comprendre que, dans notre désir justement
24 d'arriver à cet équilibre entre cette fiabilité aux
25 interconnexions et cette fiabilité domestique, on

1 pensait que, par des interventions et cheminements
2 qu'on a faits devant la Régie dans les dix
3 dernières années, on pouvait trouver cet équilibre-
4 là.

5 Au début, comprenez-nous, on avait... on
6 s'était objecté au régime de fiabilité québécois
7 tel qu'il a été adopté par la Régie. Puis je pense
8 notamment à la décision D-2011-068, je crois. Parce
9 que, à l'époque, on avait fait une preuve d'expert
10 et puis on a convenu avec le Coordonnateur de
11 l'époque qu'il y avait une autre façon de faire. Il
12 y avait cet équilibre entre la fiabilité aux
13 interconnexions, la fiabilité domestique et
14 l'exception PVI.

15 (13 h 36)

16 Les producteurs à vocation industrielle
17 permettaient d'établir cet équilibre-là entre nos
18 deux besoins. Et on ne dispute pas le fait
19 qu'Hydro-Québec puisse avoir des besoins à l'égard
20 de son entreprise. Tout comme, nous, on en a, des
21 besoins, à l'égard de la nôtre. Notre volonté n'est
22 pas de régir Hydro-Québec ou d'empêcher Hydro-
23 Québec de mettre en place une vision de fiabilité à
24 l'égard de ses installations. On a toujours tenté,
25 par nos propositions, de ménager la chèvre et le

1 chou puis de trouver des façons de faire pour
2 qu'Hydro-Québec puisse avancer, souvent par soit
3 une adoption volontaire d'une norme, soit une
4 adoption qui lui permet d'adapter à ses propres
5 réalités d'affaires ou d'entreprise une norme, tout
6 en laissant place à ce qu'il y ait cette autre,
7 disons, mise en oeuvre différente pour une société
8 comme la nôtre, qui a une histoire, un vécu puis
9 une raison d'être différente.

10 Pour nous, le maintien de ce régime des
11 producteurs à vocation industrielle est clé. C'est
12 l'entente à laquelle on en était venu. Entente que
13 l'on voit maintenant reniée. On est maintenant dans
14 une situation où on voit s'effriter, là, cette
15 vision-là, qui répondait à nos besoins.

16 On est devant un Coordonnateur qui est
17 « adversarial », qui est combatif à tous les
18 égards. De la première... toute première demande
19 que l'on fait, on va se voir contester notre statut
20 d'intervenant jusqu'à la toute dernière lettre que
21 l'on fera à l'égard de nos frais. Tout le processus
22 va être à cette image-là.

23 On a un Coordonnateur qui ne respecte pas
24 l'entente à laquelle on en était venu dans le
25 dossier de deux mille neuf (2009). Et, pour nous,

1 ça, c'est... c'est vital. Est-ce qu'on fait des
2 gains de fiabilité avec un régime comme ça? Notre
3 prétention, c'est non. Notre prétention, c'est que
4 lorsque des gens, comme mon collègue Marc Fortin,
5 un ingénieur qualifié, peut avoir une discussion
6 ouverte avec quelqu'un qui a sa compétence chez
7 Hydro-Québec, on a de très bons résultats. Nos
8 comités techniques et d'exploitation sont des
9 comités très fonctionnels, qui avancent les
10 dossiers, qui résolvent les problèmes. Ce que l'on
11 ne voit pas dans le régime que l'on vit
12 présentement. On est dans un régime, pardonnez-moi
13 l'anglicisme, « top-down » où on se fait imposer.
14 C'est ça, c'est la norme, il y a une vision,
15 c'est... j'allais dire, c'est presque intégriste et
16 puis on nous la force. Puis il n'y a pas de
17 dialogue dans un cadre comme ça. Il n'y a pas cette
18 recherche du mode solution.

19 Donc, si j'en faisais le constat, on est
20 dans un régime qui est coûteux, c'est lent, qui
21 amène plein de duplications par rapport aux moyens
22 en place que l'on avait, qui est un régime
23 policier, qui est un régime sans dialogue, qui fait
24 abstraction de l'amélioration continue et de
25 l'implantation de bonnes pratiques. Qui ne prend

1 pas en considération les particularités de notre
2 réseau, de notre contexte d'affaires, de notre
3 histoire. Qui, tranquillement, veut...
4 tranquillement, efface cette notion de PVI ou tend
5 constamment à la réduire. Il y a eu toute une
6 évolution là-dedans, puis on va y revenir un peu
7 plus tard, je crois.

8 Et, si je devais mettre en quelques mots le
9 désir de RTA, c'est qu'on ne veut plus d'un
10 coordonnateur d'Hydro-Québec. On veut un
11 coordonnateur pour le Québec, qui prend en
12 considération l'ensemble des entités visées au
13 Québec.

14 Q. [114] Monsieur Fortin, est-ce que vous pourriez
15 donner quelques exemples en termes de projets,
16 d'initiatives, là, d'Hydro-Québec qui peuvent
17 affecter, évidemment, par le biais de l'imposition
18 de normes, les installations de RTA?

19 (13 h 41)

20 M. MARC FORTIN :

21 R. Bien, une préoccupation qui est ressortie hier, le
22 panel... le premier panel, hier, d'Hydro-Québec
23 mentionnait la numérisation des relais de
24 protection, quelque chose du genre, des
25 communications des installations d'Hydro-Québec.

1 Dans tout le... le projet de conformité aux normes
2 CIP, sur la cybersécurité, RTA est en train de
3 faire les changements pour se conformer, puis on a
4 fait un projet-pilote justement sur l'utilisation
5 des communications IP entre les relais et tout ça,
6 puis on n'a pas encore de décision finale. Mais ce
7 qu'on perçoit c'est que lorsqu'on numérise ces
8 relais-là ou ces communications-là, ça vient
9 élargir toute la... la quantité d'éléments et
10 d'installations qui vont devoir être sécurisés
11 selon les règles des normes... les exigences des
12 normes CIP.

13 Puis comme le disait monsieur Truong hier,
14 c'est qu'on amène la possibilité de perdre
15 l'ensemble des installations pour un événement au
16 lieu de perdre un morceau. Donc, c'est une
17 préoccupation de RTA dans le sens que ça amène
18 peut-être un risque supplémentaire et des coûts
19 supplémentaires. Donc, on n'a pas encore pris la
20 décision si on allait aller vers cette nouvelle
21 technologie ou pas. On était... comme je disais, on
22 était en projet-pilote.

23 Deuxième chose, c'est que ma préoccupation
24 est : quel va être l'impact sur les installations
25 de RTA si Hydro-Québec prend ce changement

1 technologique-là? On sait qu'on est interconnecté
2 avec des lignes d'interconnexion, qu'est-ce qui va
3 se passer du côté des installations de RTA de ces
4 lignes d'interconnexion-là? Est-ce qu'on va devoir
5 répondre ou s'assujettir à d'autres exigences?
6 Comment ça va se passer? C'est une préoccupation
7 qu'on a.

8 Q. [115] Et quelles sont vos préoccupations par
9 rapport à l'utilisation des normes de fiabilité
10 pour arriver à imposer cette... cette nouvelle
11 technologie à vos installations?

12 R. Bien comme je disais, je pense que ça va amener un
13 effort plus grand. Les exigences vont toucher plus
14 d'éléments et plus d'installations au niveau des
15 normes CIP.

16 Q. [116] Quels sont vos commentaires par rapport à
17 d'autres normes qui ont été adoptées, dans
18 lesquelles RTA n'était pas visée, mais qu'elle se
19 retrouve aujourd'hui visée? Parce qu'on a... le
20 Coordonnateur a fait des commentaires aujourd'hui
21 que... hier c'est-à-dire dans sa preuve que
22 certaines normes ne visent que le Coordonnateur, le
23 responsable de l'équilibrage et que ça ne vise pas
24 d'autres entités visées. Pourriez-vous nous donner
25 des exemples et me dire à quel niveau ça constitue

1 également des préoccupations pour RTA?

2 R. Oui, j'ai des préoccupations à ce sujet-là. La
3 première est que depuis les dix (10) dernières
4 années... bien peut-être pas les dix (10), mais les
5 quelques dernières années où est-ce qu'on a
6 commencé à adopter les normes de fiabilité, bien
7 c'était une grosse charge de travail pour RTA. Dans
8 le sens qu'il y avait plusieurs normes, plusieurs
9 dossiers, puis encore aujourd'hui ça demande
10 beaucoup d'efforts. Puis RTA, comme entité, puis
11 probablement les autres entités aussi, c'est qu'on
12 n'est pas capable d'avoir les ressources pour
13 répondre à toutes ces normes-là. Donc, on priorise
14 celles qui nous concernent directement dans nos
15 fonctions, puis celles qui nous concernent
16 indirectement peut-être, bien on est obligés de les
17 laisser tomber. Mais c'est pas parce qu'on n'a pas
18 d'intérêt, c'est pas parce qu'on ne voudrait pas
19 s'intéresser aux normes qui touchent seulement que
20 le TOP le RC et le BA, mais c'est parce qu'on n'a
21 pas les ressources pour le faire, on priorise.

22 Deuxième chose, c'est qu'on se fait jouer
23 des tours quand on priorise comme ça. C'est qu'il
24 est arrivé deux types d'événement. C'est que,
25 exemple, les normes FAC-010 et FAC-011 et TPL-1,

1 elles ne s'adressent pas directement aux fonctions
2 de RTA. Par contre, elles ont un impact sur RTA.
3 Donc, on a soulevé dans une révision des normes
4 FAC-010 et FAC-011 un enjeu qu'on aurait dû
5 soulever à la première... mais qu'on n'a pas fait
6 parce qu'on n'a pas priorisé cette norme-là, qui ne
7 s'adressait pas directement à nous. Donc,
8 indirectement, il peut y avoir un effet puis le
9 fait qu'on ne l'ait pas... qu'on ne priorise pas
10 ces normes-là, bien on peut se faire jouer des
11 tours, puis c'est ce qui est arrivé.

12 (13 h 46)

13 Puis l'autre cas, c'est que des fois il y a
14 un champ d'application, exemple, qui est le réseau
15 Bulk. Donc, quand moi je regarde une norme puis
16 qu'il faut que je priorise, bien quand c'est le
17 champ d'application Bulk, selon le NPCC, bien je me
18 dis « ça ne me concerne pas. » Donc, à priori,
19 c'est pas.

20 Mais, quelques mois plus tard, bien on a un
21 nouveau dossier puis là on parle de prendre le
22 champ Bulk puis de le mettre RTP. Donc, moi, j'ai
23 du travail pour rattraper ce que j'ai pas fait en
24 première instance, là. Donc, c'est cette
25 préoccupation-là que j'ai.

1 Q. [117] Je vais changer de sujet, Monsieur le
2 Président, je vais parler de la réorganisation des
3 différentes divisions et directions d'Hydro-Québec
4 et le mouvement de personnel. Mais, j'ai quelques
5 propos à formuler avant. Par rapport à cette
6 information qui nous a été fournie suite à la DDR
7 numéro 1 de RTA.

8 Je pense qu'on constate l'ampleur de ce que
9 c'est le Coordonnateur au sein d'Hydro-Québec. On a
10 parlé hier de neuf cents (900) personnes qui sont
11 impliquées dont deux cents... au-delà de deux cents
12 (200) personnes à temps plein. Et ça dépasse, de
13 manière considérable les quelques... les quelques
14 organigrammes simplifiés qu'on a soumis ou qu'on
15 soumet régulièrement à la Régie.

16 Mais, au-delà de cette preuve évidemment
17 qui a été... je suis certain, qui a nécessité
18 plusieurs heures pour le Coordonnateur à préparer,
19 il y a des exemples concrets qui émergent de cette
20 preuve-là qui sont... qui ont été vérifiés par RTA
21 et j'aimerais pouvoir aborder cet élément-là au
22 niveau des préoccupations que RTA a par rapport aux
23 renseignements secrets et confidentiels, par
24 rapport à ses nombreuses réorganisations, par
25 rapport à ses nombreux mouvements de personnel,

1 puis on voit l'importance que ça a.

2 C'est pas juste une petite équipe, là,
3 c'est majeur. Et j'aimerais que monsieur Fortin et
4 monsieur... et monsieur Pepin nous fournissent
5 certains exemples concrets ou... de leurs relations
6 avec les différentes divisions d'Hydro-Québec et à
7 quel point, cette préoccupation, elle est réelle.

8 M. BENOÎT PEPIN :

9 R. Bien, si on regroupe, j'allais dire, les
10 interactions et les préoccupations à cet égard-là,
11 je dirais qu'il y a peut-être trois champs
12 particuliers pour lesquels on peut vous parler,
13 dont on peut vous parler.

14 Le premier, c'est celui des technologies de
15 l'information où on est passé d'une... par les
16 différents regroupements corporatifs, d'une
17 fonction qui est passée des groupes d'opération, si
18 on veut, là, je n'ai pas nécessairement le terme
19 adéquat de leur propre organisation d'entreprise, à
20 une fonction centralisée. À une fonction qui
21 regroupe maintenant l'une des divisions.
22 Maintenant, les TI relèvent de monsieur Murray qui
23 est aussi président d'Hydro-Québec Production.

24 Il n'y a pas de visibilité de la part des
25 personnes à l'extérieur d'Hydro-Québec sur comment

1 ce canal d'informations permet ou non l'accès aux
2 informations au sein de l'entreprise.

3 Le deuxième axe, c'est celui dans les
4 services communs, en particulier, des services
5 juridiques où, dans nos relations, on interagit
6 avec les différentes fonctions d'Hydro-Québec. Il y
7 a un seul contentieux au sein de l'organisation qui
8 participe aux discussions que nous avons avec le
9 gouvernement du Québec, avec chacune des divisions
10 de l'entreprise pour l'approvisionnement, pour les
11 contrats, pour les services qui, pour les normes,
12 bien entendu, qui participe aux négociations, qui
13 participe à avoir accès à l'ensemble, là, des
14 présentations confidentielles que l'on fait à
15 certaines divisions, qui ne doivent pas circuler au
16 sein des autres, mais qui sont vues par les mêmes
17 personnes au service juridique.

18 (13 h 51)

19 Il y a finalement le personnel même attitré
20 à la fiabilité, au contrôle des mouvements
21 d'énergie, au Coordonnateur, tout ça. Plus
22 récemment en fait, le cas le plus peut-être patent
23 de notre malaise est probablement l'histoire
24 d'emploi de monsieur Truong. Monsieur Truong était
25 jusqu'à peu de temps la personne dont relevaient

1 nos négociations à l'égard du contrat de service de
2 transport, avec TransÉnergie dans une fonction
3 commerciale, qui est devant la Régie d'ailleurs, et
4 qui maintenant est en charge de la fiabilité.

5 Et il y a eu d'autres personnes qui ont eu
6 des mouvements comme ça. Mais celui-là, c'est
7 peut-être le dernier et le plus actuel et le plus
8 patent en termes de quelqu'un qui a sa connaissance
9 à l'égard des questions d'affaires, de coûts
10 d'opération, de modes de main-d'oeuvre, de gestion,
11 d'usage, d'âge de nos équipements, de tout ça, et
12 qui, le lendemain, se retrouve grand patron de la
13 fiabilité chez Hydro-Québec.

14 Il n'y a pas de code de conduite qui
15 empêche ça. Il n'y a pas de code de conduite qui
16 empêche ce mouvement latéral ou dans
17 l'organisation. Il n'y a pas de lobotomie. Monsieur
18 Truong a sa connaissance, sa compétence, et il
19 l'amène avec lui dans le cadre de ses nouvelles
20 fonctions. Je ne dis pas que monsieur Truong a
21 révélé quelque secret que ce soit. Mais monsieur
22 Truong a sa connaissance.

23 Et je ne peux pas savoir. Mais quand je
24 regarde du point de vue de l'extérieur, puis je
25 regarde l'institution puis je regarde ce que ça

1 veut dire en termes de confiance en cette
2 institution-là, bien, non, je n'ai pas une grande
3 confiance dans un régime comme ça par lequel il
4 existe des canaux de communication qui sont
5 intrinsèques au fait qu'on est dans une entreprise.

6 Si je soldais là-dessus, c'est que le code
7 de conduite, il existe. Ce n'est pas une panacée.
8 Et j'ai beaucoup aimé le commentaire de maître
9 Legault hier qui dit, les tribunaux disciplinaires
10 sont pleins de cas, d'examins, de situations où des
11 gens sont sujets à des codes de conduite. C'est ça
12 la vraie vie.

13 Q. [118] En parlant de code de conduite, Monsieur
14 Pepin, pourquoi est-ce que vous suggérez dans vos
15 propositions un auditeur indépendant?

16 R. Je dirais, dans un monde idéal à l'égard de cette
17 indépendance que l'on cherche chez le
18 Coordonnateur, il y a tout un spectre de réponses
19 possibles. Je vais dire, le meilleur serait une
20 entité complètement séparée. Il n'y aurait plus
21 cette préoccupation-là. J'allais dire, il n'y
22 aurait même plus de cet aspect du code de conduite
23 qui parle de la communication avec des entités
24 liées. Il n'y aurait plus de lien. Ce serait
25 parfait.

1 Dans un monde réel, parfois, on n'atteint
2 pas toujours la perfection. Et dans un monde qui
3 n'atteint pas cette perfection-là, bien, au moins
4 la vérification externe, encore une fois, renforce
5 la qualité de l'institution et la qualité de... le
6 confort que peuvent avoir des personnes à l'égard
7 de ce qui se fait, ce n'est pas la personne qui a
8 le secret qui dit qu'elle le garde, c'est une
9 personne externe qui s'assure qu'elle le garde.

10 Ce débat-là, on l'a vu dans le monde
11 juridique il y a bien longtemps quand au début, on
12 avait des cônes de silence. On devait s'engager à
13 garder quelque chose de secret. Et qu'on s'est vite
14 fait dire, oui, c'est gentil, mais personne ne vous
15 croit. Alors, on va plutôt vous imposer des
16 mécanismes institutionnels qui vont protéger et qui
17 seront visibles de l'extérieur. C'est cette
18 perception du monde de l'extérieur. C'est cette
19 importance d'inculquer au sein de l'organisation de
20 fiabilité qu'on a au Québec que ça ne se mesure pas
21 par une mesure interne de comment on se sent.

22 Quand monsieur Truong a dit « on est bon »,
23 je suis désolé avec lui mais il n'est pas bon. Je
24 ne dis pas qu'il n'est pas compétent. Mais de
25 l'extérieur, est-ce que la structure dans laquelle

1 il opère permet aux entités de l'extérieur d'avoir
2 confiance? Non. Ça, ce n'est pas bon.

3 Q. [119] Abordons maintenant la question du niveau de
4 fiabilité. On a un peu brossé certains éléments du
5 dossier 3699, j'aimerais que vous formuliez à la
6 Régie, Maître Pepin, certains commentaires
7 additionnels par rapport à ce niveau de fiabilité
8 attendu pour le Québec tel qu'il avait été entrevu
9 ou envisagé il y a dix (10) ans.
10 (13 h 56)

11 R. Et là-dessus je vais recouper un peu le témoignage
12 qu'on a offert, monsieur Fortin et moi,
13 aujourd'hui, mais si on reprend cet historique-là
14 de cette entente à l'égard du PVI, là, c'est qu'au
15 début on voyait cette... cette implantation de la
16 fiabilité par deux moyens différents. On comprenait
17 le choix qui a été fait pour le Québec des normes
18 de fiabilité, tel qu'il existe dans le cadre
19 législatif et du rôle que joue la Régie. On
20 entrevoyait aussi un autre niveau collaboratif avec
21 des entités comme la nôtre.

22 Pour nous, il faut quand même pas oublier
23 cet élément-là fondamental de notre raison d'être.
24 On n'alimente pas les Québécois en électricité. On
25 alimente nos alumineries parce qu'on veut faire

1 prospérer une région économique du Québec ou des
2 régions économique du Québec par la vitalité de
3 notre entreprise, nos emplois, nos investissements,
4 nos dépenses d'opération. C'est ça notre... notre
5 mission.

6 Le régime du PVI nous permettait d'obtenir
7 cet équilibre-là, de notre point de vue. Comme je
8 vous disais, lors du départ de monsieur Louis-Omer
9 Rioux comme Coordonnateur, s'est effritée à partir
10 de ce moment-là l'entente que nous avions. On a vu
11 une série d'événements qui sont passé de : les PVI
12 ne nous satisfont plus à nous allons éliminer tous
13 les autres PVI. Et finalement après ça on vous
14 dit... on nous dit : « RTA, vous êtes le seul PVI.
15 Donc, maintenant vous défendez des intérêts
16 privés » et ça, on en a vraiment contre cette
17 position-là. C'est sûr que nos intérêts sont en
18 jeu, mais il n'y a pas que les nôtres.

19 Après ça on nous dit : « Ah non, mais
20 l'origine des PVI maintenant ça ne touche que vous.
21 Nous allons l'éliminer. » C'est la demande qui a
22 été faite à la Régie. On pense que c'est renier
23 l'entente, renier l'histoire, renier la fonction de
24 ce que ça avait. Et c'est aussi faire abstraction
25 de ce que sera le futur au Québec. Il y en aura

1 vraisemblablement d'autres PVI au Québec. Si les
2 Produits forestiers Résolu avaient une centrale de
3 plus de soixante-quinze mégawatts (75 MW) demain,
4 ce serait un PVI. Peut-être que pendant un temps on
5 est les seuls, mais le régime lui-même a sa raison
6 d'être maintenant et pour le futur.

7 Q. [120] Quelques commentaires maintenant sur le... le
8 chapitre du Dossier continu. RTA a proposé certains
9 éléments pour améliorer le Dossier continu. Je
10 pense qu'il fait... qu'ils fondent... qui est fondé
11 sur l'expérience vécu, sur la façon dont la
12 consultation se fait présentement, sur la façon
13 dont le système a évolué. On a connu, comme vous
14 savez, une évolution importante avec des groupes de
15 travail, des... qui fonctionnent dans les derniers
16 dossiers. Et je pense qu'on arrive, dans un
17 processus d'amélioration, à trouver une... je pense
18 une formule qui peut bien fonctionner pour
19 l'ensemble des entités visées avec une... avec la
20 Régie qui est toujours gardienne évidemment du
21 régime québécois.

22 Mais au-delà de ces représentations qui
23 sont faites dans la proposition de RTA qui, à
24 plusieurs égards, reprennent certaines des
25 propositions du Coordonnateur, j'aimerais que vous

1 me donniez vos commentaires par rapport à la
2 proposition qui est faite sur l'importance de
3 savoir ce que le Coordonnateur fait devant les
4 instances réglementaires américaines.

5 R. Effectivement, c'est... parmi les propositions
6 qu'on a faites, on a suggéré que cette présence
7 qu'assume le Coordonnateur auprès des institutions
8 américaines soit faite avec transparence. Pour
9 nous, c'est important de savoir quelles positions
10 sont défendues pour le Québec. Ça intéresse les
11 entités, mais ça devrait, selon nous, intéresser
12 beaucoup la Régie. Quand j'ai conclu les
13 préoccupations de RTA à l'égard du rôle qu'on veut
14 voir jouer par le Coordonnateur, quand on dit qu'on
15 veut un Coordonnateur pour le Québec, ça veut dire
16 que c'est un Coordonnateur qui défend les intérêts
17 globaux de l'ensemble des entités au Québec.

18 Et pour ça, c'est important de savoir
19 comment il agit, les positions qui sont prises, les
20 propositions qu'il met de l'avant ou qu'il ne met
21 pas de l'avant. Ça prend un Coordonnateur qui est à
22 l'écoute des entités. Un Coordonnateur qui ne nous
23 parle pas ne peut pas nous représenter devant les
24 autres organismes. Et encore une fois, bien qu'il
25 fasse partie corporativement d'Hydro-Québec, le

1 Coordonnateur n'est pas là pour défendre Hydro-
2 Québec.

3 (14 h 01)

4 Quand on demande de connaître le nom des
5 représentants, bien, c'est la même chose, c'est la
6 mise en oeuvre de cette même vision-là. Questionné
7 hier sur le rôle qu'il jouait à l'égard de sa
8 participation devant les organismes américains,
9 monsieur Desbiens a répondu en disant : « Je suis
10 le représentant d'Hydro-Québec. » J'aimerais
11 l'entendre dire qu'il est le représentant du
12 Québec.

13 S'il y a cette transparence, s'il y a des
14 positions qui sont faites pour défendre le modèle
15 québécois, qui sont faites pour prendre en
16 considération les particularités du marché et des
17 entités du Québec, on pense qu'on va avoir encore
18 une fois fait un pas de plus vers cette
19 indépendance recherchée du Coordonnateur.

20 Q. [121] Monsieur Fortin, vous avez évoqué tout à
21 l'heure cette question de changement de champ
22 d'application dans une norme. Est-ce que vous
23 pourriez... Peut-être je vais vous ramener sur cet
24 exemple-là que vous avez donné. Dans le contexte de
25 la dernière consultation, la 2017-2, est-ce que

1 vous pourriez expliquer à la Régie qu'est-ce qui
2 s'est passé au niveau de cette consultation-là
3 entre le Coordonnateur et les entités visées par
4 rapport... et nous expliquer quelles sont les
5 normes qui sont en jeu?

6 M. MARC FORTIN :

7 R. On parle ici de la consultation 2017... QC-2017-02.
8 Donc, dans la Phase 1, la consultation, on demande
9 aux entités leurs commentaires sur l'élargissement
10 du champ d'application Bulk vers RTP, entre autres
11 pour les normes PRC-0004-5i et PRC-005, je ne me
12 souviens pas de la révision. Donc, la perception de
13 RTA, c'est que dans le processus actuel, ce n'est
14 pas efficace, dans le sens qu'on fait des
15 commentaires. On n'a pas l'impression que les
16 commentaires sont pris en compte. Puis on reçoit
17 une Phase 2 où est-ce que, là, on doit commenter
18 des normes qui vont être déposées, où est-ce que le
19 Coordonnateur a décidé qu'il était pertinent
20 d'élargir le champ d'application de « Bulk » à RTP,
21 sans plus d'explication. Donc, comme entité, je
22 n'ai pas d'autre choix que de dire, O.K., quand ça
23 va être déposé, il faut que j'intervienne. Le
24 processus actuel de consultation n'a pas permis
25 d'échange, n'a pas permis de discuter ou d'avoir un

1 retour.

2 Q. [122] Le Coordonnateur a reproché dans le système
3 de consultation actuel qu'il y a des enjeux qui
4 sont discutés en consultation puis, tout d'un coup,
5 on a de nouveaux enjeux dans les dossiers de la
6 Régie ou devant les groupes de travail. Est-ce que
7 vous pourriez commenter sur ce propos tenu par le
8 Coordonnateur dans son témoignage?

9 R. Bien, c'est un fait. RTA a soulevé des enjeux, je
10 dirais, postérieurement au processus de
11 consultation dans certains cas. Et puis je pense
12 que c'est normal. Les entités ou RTA comme entité
13 ne peut pas nécessairement affecter toutes les
14 ressources qu'elle a pour faire une analyse, je
15 dirais, exhaustive dans la période de consultation
16 de deux, trois semaines.

17 Si j'ai besoin de consulter des collègues
18 puis qu'il y en a un qui est en vacances, que j'ai
19 besoin de lui, bien, je n'aurai pas certaines
20 réponses, je n'aurai pas certaines parties de
21 réponses. Je vais faire des commentaires. Je vais
22 soulever des enjeux. Mais par la suite, je vais
23 avoir d'autres discussions ou je vais avoir des...
24 je vais avoir les questions-réponses des autres
25 entités. Ça fait qu'il y a des éléments qui

1 rentrent. Il y a une réflexion qui se poursuit.
2 Puis c'est normal que, même passé le processus de
3 consultation, bien, il peut ressortir d'autres
4 enjeux. Donc, c'est ce qui arrive, là.

5 (14 h 06)

6 Q. [123] Peut-être nous parler, Monsieur Fortin,
7 d'expériences favorables en termes de processus,
8 là, d'échanges avec la Régie dans les derniers
9 dossiers que vous avez vécus et nous expliquer en
10 quoi ces échanges-là servent bien la dynamique dans
11 notre régime de fiabilité au Québec.

12 R. Je pense qu'on a eu deux... deux types de groupes
13 de travail dans les dernières années où est-ce que
14 les entités, le Coordonnateur et la Régie étaient
15 présents. Il y a eu les premiers groupes de travail
16 associés aux six blocs de normes dans un dossier,
17 où est-ce que... ma compréhension, c'est que
18 l'objectif était d'ouvrir une discussion, un
19 échange pour avoir une compréhension commune, pour
20 pouvoir poser des questions, pour soulever des
21 enjeux. Puis ces discussions-là peuvent, à un
22 certain moment, je dirais, faire mourir des enjeux
23 ou des préoccupations, après avoir discuté et bien
24 compris. Mais pourraient aussi soulever des enjeux
25 parce qu'on avait mal interprété ou mal compris

1 certaines exigences.

2 Donc, dans ce contexte-là, où est-ce que la
3 Régie est présente aussi, bien, ça permet de
4 modérer un peu, je dirais, le focus sur les
5 discussions. Ça permet de prendre des engagements
6 de part et d'autre et puis d'avoir des échanges
7 efficaces.

8 Le deuxième type de groupe de travail,
9 c'est celui du dossier 4001, où est-ce que là la
10 Régie a demandé un groupe de travail avec un
11 objectif ciblé. Puis les participants de la Régie,
12 je crois, ont tenu les rênes assez solide pour
13 qu'on maintienne le focus sur l'objectif qu'on
14 voulait atteindre.

15 Donc, je pense que le groupe de travail,
16 que ce soit préalable au dépôt d'enjeux ou
17 lorsqu'il y a des enjeux, est beaucoup plus
18 efficace qu'une consultation comme on vit
19 actuellement.

20 Q. [124] Peut-être, Maître Pepin, nous donner
21 quelques-unes de vos préoccupations relativement à
22 tout l'exercice qu'on tente de simplifier au niveau
23 de l'intervention des entités visées puis des
24 demandes de remboursement de frais?

25

1 M. BENOÎT PEPIN :

2 R. C'est un des volets sur lequel on pense pouvoir
3 faire du progrès. Quand on regarde le processus que
4 l'on a vécu, quand je vous disais qu'il était
5 acrimonieux de la première à la dernière lettre, on
6 perd combien de temps et d'effort et de frais, de
7 part et d'autres, pour contester l'intervention
8 d'une entité visée dans une norme de fiabilité? On
9 passe combien de temps, d'argent, pour contester
10 les frais d'une entité qui a participé à un débat
11 devant la Régie?

12 Il y a quelques éléments dans ça. On pense
13 qu'il n'y a aucune valeur ajoutée, premièrement, à
14 ces éléments-là. Si on peut trouver des
15 simplifications puis on en suggère, est-ce que ce
16 sont les seules? Peut-être que non, mais on pense
17 qu'il y a clairement quelque chose qui peut être
18 fait pour raccourcir les délais et augmenter
19 l'efficacité du processus. On peut éviter des
20 débats acrimonieux inutiles.

21 La réalité économique aussi c'est... encore
22 une fois, mon collègue y a fait allusion tout à
23 l'heure. Nous, on ne refile pas la facture à
24 personne, de l'intervention. C'est dans nos
25 profits. Nous ne sommes pas réglementés, ce ne sont

1 pas des coûts qui s'ajoutent, sur lesquels ensuite
2 il y a une récupération d'argent ou un rendement.
3 C'est une dépense. Tenter de les minimiser, pour
4 nous, c'est clairement un objectif.

5 (14 h 11)

6 Si ce n'était parce que c'est un organisme
7 de réglementation, il n'y a personne qui
8 accepterait chez nous d'engager des frais comme ça,
9 alors qu'il n'y a pas de valeur ajoutée.

10 À l'égard des frais, on pense qu'il y a une
11 solution relativement simple. On ne demande pas à
12 être tout payé, on demande à s'en remettre à la
13 discrétion de la Régie. On pense qu'il est en fait
14 très mal placé pour un Coordonnateur indépendant de
15 prendre position sur un sujet comme ça. Le
16 Coordonnateur devrait accueillir la participation à
17 un débat et il est neutre, il devrait être neutre à
18 l'égard des frais. C'est à la Régie de se soucier
19 de ça. Pas au Coordonnateur. Le fait qu'il dépense
20 des frais d'avocat et nous en fait dépenser pour
21 contester tous ces éléments procéduraux est un très
22 mauvais choix. Puis c'est symptomatique, encore une
23 fois, de l'indépendance que l'on recherche de lui.

24 Je m'excuse, Maître Grenier, un élément
25 additionnel aussi qui vient de me revenir. Et il y

1 avait aussi un commentaire qui a été fait à l'égard
2 du fait qu'on s'amène vers une nouvelle ère
3 « steady state », dans le cadre des normes de
4 fiabilité. C'est un point sur lequel on avait une
5 préoccupation et qu'on voulait partager avec la
6 Régie.

7 Tant mieux si on y arrive, mais pour
8 prendre une expression très traditionnelle
9 québécois, ne mettons pas la charrue avant les
10 boeufs. Attendons d'être dans un régime « steady
11 state » pour nous enlever des droits. En attendant,
12 permettez-nous notre scepticisme, laissez-nous
13 participer tel qu'on a pu le faire maintenant et si
14 un jour, dans quelques années, on a l'opportunité
15 de se ré-assembler ensemble pour faire ce genre
16 d'amélioration-là, peut-être qu'on en aura d'autres
17 lorsque nous aurons atteint le « steady state »,
18 pas avant.

19 Q. [125] Alors ça complète, à moins qu'il y ait
20 d'autres choses, Monsieur Fortin?

21 R. Il y avait simplement la création de l'entité
22 séparée.

23 Q. [126] Oui. Quels sont vos commentaires? Il y a eu
24 une proposition sur la caractérisation ou
25 l'encadrement du Coordonnateur dans notre

1 proposition. Qu'est-ce que vous avez comme
2 commentaire à formuler par rapport à cette
3 proposition?

4 R. Ça reprend un certain nombre des thèses qu'on a
5 mises de l'avant aujourd'hui, mais pour nous la
6 question de l'indépendance est au coeur, là, de la
7 discussion qu'on a aujourd'hui sur ce
8 repositionnement ou ce retour sur l'expérience
9 qu'on a vécue du régime. Et on vous a fait valoir
10 qu'il existe probablement un spectre de solutions,
11 une séparation complète serait un idéal. Il y a
12 d'autres moyens d'y arriver entretemps, mais il y a
13 un certain nombre de choses qui doivent exister.

14 Il doit y avoir un éloignement,
15 premièrement, de ce qui est Hydro-Québec. Il ne
16 faut pas que nous ayons constamment devant nous
17 Hydro-Québec. Il faut que ce soit une entité qui se
18 sente le loisir de se séparer de son entité
19 corporative. Il faut un désintéressement par
20 rapport aux impacts ou à l'évolution de ce qui est
21 l'entreprise d'Hydro-Québec, parce que ça doit être
22 une prise en considération de l'évolution de
23 l'entreprise de toutes les entités visées, qui doit
24 être promue puis au coeur des activités du
25 Coordonnateur. Il faut qu'ils aient cette capacité

1 d'introspection puis de requestionnement et que ce
2 ne soit pas constamment nous contre eux. Et c'est
3 une question d'attitude.

4 Q. [127] Alors, Monsieur le Président, ça termine les
5 questions que nous avons pour le panel de RTA.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Merci. Merci, Maître Grenier. Maître Hamelin, vous
8 n'avez rien annoncé, donc il n'y aura rien non
9 plus, c'est ça? Merci. Merci, Maître Hamelin. Oui.
10 J'étais perdu dans mes... je regardais... ça
11 commençait à être plus léger, dans le sens que
12 j'avais moins de texte. J'ai dit : ah, je vois la
13 fin tout d'un coup, j'étais ailleurs. Excusez-moi,
14 Maître Tremblay. Je promenais mon chien déjà.

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 Bon. Je... moi, j'aimerais simplement avoir une
17 courte pause de quelques minutes pour consulter les
18 représentants du Coordonnateur, là, pour décider si
19 on fait un contre-interrogatoire et je pourrai vous
20 dire la durée par la suite, là, mais...

21 LE PRÉSIDENT :

22 Oui. J'ai pas de problème, Maître Tremblay, c'est
23 avec plaisir. On a... on sait qu'on a une
24 contrainte chez un des deux. Alors est-ce que...
25 est-ce que cinq minutes c'est pas assez ou dix

1 minutes c'est assez? J'ai lu comme vous cinq
2 minutes.

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 J'ai vu les deux en arrière. On va dire dix
5 minutes, mais je me sens confor... à moins que la
6 Régie ait beaucoup de questions, mais c'est clair
7 qu'on n'aura pas beaucoup de questions. Donc, je
8 pense que pour la contrainte de quinze heures
9 (15 h), moi, ça ne m'affecte pas. Maintenant, c'est
10 sûr que ça ne dépend pas que de moi. Je vois maître
11 Legault qui se lève.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Maître Legault.

14 (14 h 16)

15 Me LOUIS LEGAULT

16 Monsieur le Président, je n'avais que quelques
17 questions, mais avec ce que je viens d'entendre
18 j'en aurai plus. Et donc, je comprends qu'il y a
19 une contrainte qui est quinze heures dix (15 h 10)
20 au maximum. Alors, écoutez, si mon confrère
21 d'Hydro-Québec pense qu'il peut terminer
22 aujourd'hui, moi, je vais vous demander de
23 suspendre après le contre-interrogatoire pour
24 continuer demain matin, mais... Voilà!

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Mais, est-ce que les témoins sont disponibles
3 demain matin?

4 Me PIERRE D. GRENIER :

5 Oui. Oui.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Donc, dans... j'allais dire « dans le meilleur des
8 cas », en tout cas, prenez-le comme vous voulez,
9 mais si on n'a pas terminé aujourd'hui, on va
10 terminer demain. Et après ça, on enfilera, on vous
11 laissera un temps et on enfilera pour les
12 plaidoiries.

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 Oui, mais je pense que la balle est encore dans le
15 camp de mon confrère pour savoir s'il déposait une
16 preuve supplémentaire.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Il va probablement...

19 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

20 Si c'est non, bien effectivement, je suis d'accord
21 avec vous. Si c'est oui, bien je voudrais juste
22 pouvoir me...

23 LE PRÉSIDENT :

24 Tout à fait.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 ... me repositionner peut-être, au besoin.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Oui. Allez-y.

5 Me PIERRE D. GRENIER :

6 Bien, si je peux me permettre, maître Tremblay a

7 laissé le suspense se terminer. Suspense : est-ce

8 que je dépose ou non une preuve complémentaire?

9 Avec les représentations et le témoignage des gens
10 du NPCC ce matin, RTA n'aura pas de complément de
11 preuve à déposer.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Merci de l'information, c'est noté. À vingt-huit

14 (28), on va dire et demie, ça vous va? Parce que de

15 toute façon, je n'arriverai pas à et vingt-huit

16 (28). Je... je joue au football de l'autre côté,

17 alors donc... Mais, à demie ici, ça vous va?

18 SUSPENSION

19 LE PRÉSIDENT :

20 Maître Tremblay.

21 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

22 Q. [128] Bonjour. Ma première question va

23 vraisemblablement être pour monsieur Fortin et je

24 vais référer à l'étape des consultations menées par

25 le Coordonnateur à l'occasion de l'introduction de

1 nouvelles normes au Québec pour notamment obtenir
2 les commentaires des entités et les impacts sur...
3 les impacts de ces nouvelles normes là sur les
4 entités.

5 Est-ce que j'ai raison, Monsieur Fortin, de
6 comprendre que cette étape-là au sein de RTA est
7 sous votre responsabilité?

8 M. MARC FORTIN :

9 R. Oui.

10 Q. [129] Et dans l'accomplissement de ce rôle-là, est-
11 ce que vous êtes seul ou êtes-vous... êtes-vous
12 appuyé, là, de d'autres ressources internes,
13 d'autres ressources, employés ou autres de chez
14 RTA?

15 R. Je suis appuyé de l'ensemble des gens chez Énergie
16 électrique en fonction de leur compétence ou leur
17 champ de compétence.

18 Q. [130] Très bien. Est-ce que vous êtes, Monsieur
19 Fortin, le supérieur hiérarchique d'employés qui
20 vous épaulent dans ces... dans cette
21 responsabilité-là au niveau des consultations?

22 R. Non, en aucun cas.

23 Q. [131] Avez-vous vous-même des employés sous votre
24 responsabilité?

25 R. Non.

1 Q. [132] Quel pourcentage de votre tâche consacrez-
2 vous à l'ensemble des questions de fiabilité? Là je
3 sors seulement des consultations, mais dont
4 l'ensemble des travaux ayant trait aux normes de
5 fiabilité, là.

6 R. La règle du pouce, je dirais cinquante pour cent
7 (50 %).

8 Q. [133] Très bien. Êtes-vous capable d'évaluer
9 l'effort des autres personnes qui vous portent
10 assistance chez RTA dans votre tâche? Évidemment,
11 je comprends que vous mentionnez qu'il y a
12 plusieurs personnes, là, mais avez-vous déjà fait
13 une estimation même à haut niveau de l'ampleur des
14 heures ou de l'ampleur de cette tâche-là des autres
15 employés de RTA?

16 R. Bien, je le fais un peu dans chaque dossier de
17 consultation, là, pour soulever l'impact, là, mais
18 je n'ai pas de globalité, là, de l'ensemble des
19 dossiers.

20 Q. [134] Est-ce que c'est significatif? Est-ce que,
21 dans le fond, ces autres unités là de RTA, est-ce
22 qu'elles ont dans leur budget un montant d'argent
23 ou un nombre d'heures pour leurs ressources
24 affectées au support pour vous, dans le fond, dans
25 les dossiers de fiabilité?

1 R. Non. Il n'y a pas de budget détaillé à ce niveau-
2 là. Puis des fois, je vais même utiliser des
3 ressources externes dans les firmes externes dans
4 certains cas.

5 Q. [135] Très bien. Donc, on peut dire qu'il n'y a pas
6 de... il n'y a pas de dollar ou de montant d'argent
7 ou de nombre d'heures que vous avez évalués
8 aujourd'hui pour faire l'ensemble du travail pour
9 vous épauler?

10 R. Non.

11 Q. [136] Puis votre estimation, est-ce que ça dépasse
12 la contribution que vous-même personnellement y
13 apportez?

14 (14 h 36)

15 R. Si je donne mon évaluation personnelle, là, grosso
16 modo, je dirais que les ressources... mes
17 collègues... Si, moi, c'est cinquante pour cent
18 (50 %) de ma tâche, le cumul des heures/hommes des
19 autres qui me soutiennent est peut-être
20 l'équivalent de cinquante pour cent (50 %) d'une
21 tâche à cent pour cent (100 %) d'une tâche.

22 Q. [137] Très bien. Donc, grosso modo du un pour un,
23 un pour un et demi, là, selon ce que vous me dites?

24 R. Oui.

25 Q. [138] Heures/hommes, je comprends, j'entends

1 l'ingénieur, c'est parfait.

2 On a parlé de comités d'exploitation dans
3 votre témoignage. Je pense que c'est à tous les
4 deux. Est-ce que vous pouvez confirmer, Maître
5 Pepin ou Monsieur Fortin, que les comités
6 d'exploitation avec... bien, je vais dire Hydro-
7 Québec TransÉnergie au sens large, est-ce que ces
8 comités-là existent toujours aujourd'hui? Est-ce
9 que RTA y participe?

10 M. BENOÎT PEPIN :

11 R. Oui, les comités existent toujours. On a un comité
12 transport avec Hydro-Québec TransÉnergie. Ce
13 comité-là a aussi un sous-comité technique, lequel
14 a des activités régulières. Et dans le cadre de ces
15 comités-là, on fait notamment les questions de
16 revues d'événements, s'il y a un défaut quelconque,
17 il est examiné, il est diagnostiqué en quelque
18 sorte, discuté. S'il amène à porter une action,
19 bien, à ce moment-là, ça fait l'objet d'une action
20 du comité technique qui est souvent élevée au
21 comité transport. Et mon collègue Marc siège sur le
22 comité technique et je siège sur le comité
23 transport.

24 Q. [139] Est-ce qu'il y en a d'autres ou ce sont les
25 deux seuls comités et sous-comités?

1 R. Qui portent sur le transport, oui.

2 Q. [140] Très bien. Au début de votre témoignage,
3 Maître Pepin, vous avez mentionné vos relations
4 d'affaires avec diverses unités d'Hydro-Québec.
5 Attendez que je retrouve mes notes! Non. Vous avez
6 mentionné des relations avec Hydro-Québec
7 Production, Hydro-Québec... j'ai noté HQT, c'est
8 Hydro-Québec Transport ou TransÉnergie, le
9 Coordonnateur de la fiabilité et Hydro-Québec
10 Distribution. On en a déjà parlé dans d'autres
11 dossiers, on ne veut pas évidemment introduire
12 toute cette preuve ici. Alors, je vais poser juste
13 quelques questions ciblées sur certains éléments de
14 ça. Donc, est-ce que j'ai raison de comprendre que
15 RTA a un ou des contrats avec l'entité HQP? Je
16 réfère ici lorsque monsieur Fortin dit que RTA vend
17 ses surplus à Hydro-Québec. Est-ce que j'ai raison
18 de dire qu'il y a donc dans ce contexte-là des
19 contrats entre RTA et HQP?

20 R. Je vais tenter de donner une réponse à deux
21 niveaux. Je vais prendre une approche très
22 légaliste en premier puis je détaillerai après.
23 Techniquement, nous avons des ententes avec Hydro-
24 Québec, seule entité corporative. Il n'y a pas de
25 distinction dans la plupart des ententes à l'égard

1 de qui au sein d'Hydro-Québec a la relation
2 d'affaires avec. Maintenant, sur le plan pratique,
3 la question de l'achat ou de surplus d'énergie est
4 une relation que nous avons avec Hydro-Québec
5 Distribution alors que la fourniture de puissance,
6 elle, est avec Hydro-Québec Production.

7 Maintenant, à travers les époques, parfois,
8 la gestion de la relation d'affaires avec RTA chez
9 Hydro-Québec a changé de division. C'est pour ça
10 que la réponse très stricte, ce serait de dire
11 qu'on a un contrat avec Hydro-Québec. Ce que ça
12 veut dire, par contre, c'est que lorsque l'on parle
13 de notre rôle de producteur ou de gestion de l'eau,
14 généralement, c'est une relation avec Hydro-Québec
15 Production dont c'est aussi la fonction chez Hydro-
16 Québec. Alors, c'est une question
17 d'approvisionnement en électricité, parce qu'on est
18 un client chez vous, c'est généralement par le
19 Distributeur. Lorsque c'est le contrat de
20 transport, c'est avec TransÉnergie.

21 (14 h 41)

22 Q. [141] Très bien. Au niveau des contrats que vous
23 avez identifiés comme étant puissance, est-ce qu'il
24 y en a un ou s'il y en a plusieurs?

25 R. Un seul.

1 Q. [142] Un seul. Et au niveau d'achats et surplus,
2 qui a trait à l'entité HQD, est-ce qu'il y en a un
3 seul ou plusieurs?

4 R. Un seul.

5 Q. [143] Est-ce que, dans ces contrats-là, il y a une
6 clause de confidentialité totale ou partielle,
7 j'entends?

8 R. Il faut que je fasse attention. Je crois que oui.
9 Toutefois, ce que je peux vous dire c'est que la
10 relation a toujours été traitée en confidence par
11 les deux entités.

12 Q. [144] Excusez-moi...

13 R. Que ce soit par une ou l'autre...

14 Q. [145] ... c'est quoi le mot que vous avez dit, « a
15 toujours été traitée »?

16 R. En confidence.

17 Q. [146] En confidence.

18 R. Pardonnez-moi. Donc, a été toujours traitée
19 confidentiellement par les deux entités, ou trois
20 lorsque c'était avec le gouvernement du Québec.
21 Mais est-ce qu'il y a une clause dans le contrat?
22 Je ne voudrais pas vous induire en erreur.

23 Q. [147] Donc, vous ne le savez pas aujourd'hui
24 mais...

25 R. Non, ce que je peux...

1 Q. [148] ... vous nous dites que c'est traité en
2 confidence.

3 R. C'est confidentiel. C'est ça.

4 Q. [149] Très bien. Et c'est la même chose donc pour
5 les contrats de puissance et achats et surplus?

6 R. Il y a différence parce que pour ce qui est du
7 contrat d'énergie, qui prévoit le mécanisme, là,
8 d'achats ou de ventes de surplus ou de
9 comptabilisation des surplus de RTA, il y a une
10 partie du contrat qui est confidentielle, il y a
11 une partie du contrat qui a fait l'objet de
12 décrets, qui eux sont publiés dans la Gazette
13 officielle du Québec. Tout le monde n'y a pas accès
14 parce que ce n'est pas facile d'accès mais ce n'est
15 pas confidentiel dans la mesure où c'est quand même
16 une source publique.

17 Q. [150] Très bien. Et, encore ici, donc pour la
18 portion non publique, donc non couverte dans un
19 décret, je comprends que c'est la même... votre
20 témoignage est valable également ici, c'est-à-dire
21 que vous ne savez pas s'il y a une clause de
22 confidentialité mais, votre compréhension, c'est
23 que ça a toujours été traité en confidence?

24 R. Effectivement.

25 Q. [151] Est-ce que vous confirmez que tous ces

1 contrats-là... bien, ces deux contrats là sont des
2 contrats de gré à gré?

3 R. C'est une question de qualification... difficile.
4 J'allais dire, c'est une... il y a une partie qui
5 est assujettie à de la réglementation, il y a une
6 partie qui a fait l'objet de négociations entre les
7 parties, il y a une partie qui est négociée avec le
8 gouvernement, il y a une partie qui est négociée
9 avec Hydro-Québec. J'hésite à répondre de gré à gré
10 parce que c'est probablement en partie vrai, en
11 partie encadré.

12 Q. [152] Merci, votre réponse me satisfait. Est-ce
13 que... j'imagine que c'est pour vous, Maître Pepin.
14 Est-ce que vous confirmez que RTA n'est pas un
15 utilisateur du réseau au sens du code de conduite
16 du Coordonnateur de la fiabilité?

17 R. Non, nous ne transitons pas de l'électricité sur le
18 réseau de TransÉnergie.

19 Q. [153] Dans votre curriculum vitae, Monsieur Pepin,
20 je note que vous êtes responsable de la gestion du
21 portefeuille de Rio Tinto Alcan pour les Amériques,
22 dont huit alumineries en pleine propriété ou en
23 coentreprise. Je comprends que, bon, vu que votre
24 titre, là, c'est Amérique du Nord, je comprends
25 qu'il n'y a pas que les aluminerie au Québec. Est-

1 ce que vous confirmez qu'il y a également
2 l'aluminerie... bien, une ou des alumineries de RTA
3 en Colombie-Britannique, à Kitimat?

4 R. À Kitimat, un très joli coin du nord de la
5 Colombie-Britannique. Oui.

6 Q. [154] Donc, ça, c'est sous votre responsabilité
7 également?

8 R. Oui.

9 Q. [155] Est-ce que vous êtes impliqué dans les
10 travaux ayant trait aux normes de fiabilité en
11 Colombie-Britannique relativement à votre usine de
12 Kitimat?

13 R. Non.

14 Q. [156] Quand vous dites, « non », est-ce que c'est
15 que RTA n'est pas impliquée ou si c'est une autre
16 personne de RTA qui s'occupe de cet aspect-là?

17 R. Les membres du personnel de l'usine de Kitimat ont
18 pris à leur charge de s'occuper de cette fonction-
19 là pour l'aluminerie de Kitimat.

20 Q. [157] D'accord. Est-ce qu'ils vous en font rapport,
21 est-ce que vous êtes... même si c'est les employés
22 de l'usine de Kitimat, est-ce que vous supervisez,
23 en quelque sorte, de près ou de loin, ça peut être
24 de loin, leur travail?

25 R. À mon grand désarroi, non.

1 (14 h 46)

2 Q. [158] D'accord. Donc, vous n'avez... Est-il exact
3 que vous n'avez pas connaissance de... du statut de
4 cette usine Kitimat, eu égard aux normes de
5 fiabilité qui pourraient s'appliquer en Colombie-
6 Britannique?

7 R. J'ai vu quelques documents, là, qui ont été
8 utilisés dans d'autres dossiers dont j'ai eu
9 connaissance après leur dépôt, là, auprès du BC
10 Utilities Commission, mais non je n'y ai pas
11 participé à leur rédaction ou à leur dépôt.

12 Q. [159] Alors merci beaucoup, Monsieur... Maître
13 Pepin et monsieur Fortin. Je n'ai pas d'autres
14 questions.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci, Maître Tremblay. Maître Legault?

17 Me LOUIS LEGAULT :

18 Si je ne pose pas mes questions, Monsieur Fortin,
19 vous allez être obligé d'être là demain matin. Si
20 je les pose, je comprends que vous allez coucher
21 dans votre lit douillet chez vous au Saguenay ce
22 soir.

23 LE PRÉSIDENT :

24 Est-ce que c'est une question?

25

1 M. BENOÎT PEPIN :

2 C'est une question de fait ou d'opinion, Maître
3 Legault?

4 Me LOUIS LEGAULT :

5 Bien en tout cas j'assumais un lit douillet.

6 M. MARC FORTIN :

7 Je suis encore indécis donc...

8 Me LOUIS LEGAULT :

9 Monsieur le Président...

10 M. MARC FORTIN :

11 Prenez pas... prenez pas en compte mon intérêt
12 dans...

13 INTERROGÉS PAR Me LOUIS LEGAULT :

14 Q. [160] Je pense que je vais aller de l'avant.

15 J'aurais aimé ça réorganiser, mais aux fins de
16 l'efficience, là, je pense que je vais aller de
17 l'avant. Il n'y en aura pas beaucoup, mais je veux
18 vraiment reprendre et je suis un gars d'analogie,
19 la pizza, on a entendu parler de la pâte, un peu du
20 fromage. Moi, j'aimerais vraiment que vous nous
21 expliquiez l'ensemble des relations que RTA, au
22 Québec, a avec Hydro-Québec.

23 Évidemment, au sens réglementaire du mot,
24 il y a un Producteur, il y a un Distributeur, il y
25 a un Transporteur, qui n'existent, par fiction

1 juridique, uniquement aux fins de la
2 réglementation. On se comprend? Sinon, c'est Hydro-
3 Québec qui est une corporation.

4 Alors je comprends de ce que vous venez de
5 dire... bon, vous êtes certainement, pour certaines
6 de vos installations, un client du Distributeur.
7 J'imagine que vous payez un tarif G pour des
8 bureaux, pour des... à des endroits où c'est pas
9 vos propres centrales qui font l'alimentation, je
10 ne me trompe pas en disant ça?

11 M. BENOÎT PEPIN :

12 R. Non, vous ne vous trompez pas, nous sommes
13 clients... grands clients industriels pour une
14 partie parce que notre haute production
15 d'électricité à partir de nos propres installations
16 ne suffit pas entièrement à répondre à nos besoins,
17 nous achetons donc pour les fins des alumineries.
18 Et on a aussi, effectivement, d'autres abonnements,
19 là, qui vont des petits poteaux pour les chemins de
20 fer, les traversées de chemin de fer jusqu'à des
21 bureaux et toutes sortes d'autres petites
22 activités, oui.

23 Q. [161] Parfait. Donc, relation avec le Distributeur
24 comme grand client industriel et potentiellement,
25 là, des abonnements commerciaux pour d'autres

1 utilisations.

2 R. Oui.

3 Q. [162] Vous avez aussi une relation avec le
4 Producteur, c'est ce que je vous ai entendu dire
5 tantôt, cette relation-là c'est quoi?

6 R. C'est... bien nous sommes deux producteurs, Hydro-
7 Québec et nous. On a développé au long d'une longue
8 relation d'affaires de plusieurs décennies une
9 vision à l'effet qu'il y a une ressource naturelle
10 au Québec, qui est l'eau, qui mérite d'être
11 optimisée. Et qu'une collaboration à cet égard-là
12 est bénéfique à tous. Donc, chez nous, on a des
13 installations qui sont faites pour alimenter en
14 énergie nos alumineries, mais évidemment avec le
15 cycle hydrique de l'eau, nous, il faut s'assurer de
16 pouvoir alimenter nos alumineries en puissance à
17 tout moment, mais on a par contre un sur-équipement
18 en puissance à certains moments, sur-équipement en
19 puissance que l'on met parfois à la disposition
20 d'Hydro-Québec pour qu'il puisse en profiter dans
21 leurs approvisionnements de puissance. Qui ne sont
22 pas... qui ne sont pas vendus au Distributeur, là,
23 qui ne sont pas vendus pour la charge locale, mais
24 qui sont parmi les équipements de production dont
25 le Producteur Hydro-Québec peut utiliser à certains

1 égards.

2 On a des ententes qui portent, par exemple,
3 sur la dérivation de rivières, où la gestion de
4 l'eau était optimisée par le fait qu'ils utilisent
5 une partie de notre eau pour mieux gérer une de
6 leurs centrales, et qu'ils retournent en nature les
7 électrons pour les... qui sont en quelque sorte le
8 partage des bénéfices communs de cette optimisation
9 de l'eau.

10 (14 h 51)

11 On va parfois aussi avoir des ententes
12 entre producteurs pour s'aider mutuellement dans le
13 cadre de certaines circonstances qui vont de la
14 technologie parfois développée par Hydro-Québec
15 pour des réparations de valve qui vont pouvoir
16 stocker mutuellement de l'eau dans un autre
17 réservoir le temps qu'on puisse, de part et
18 d'autre, en tirer le meilleur profit. C'est une
19 relation qui est une relation essentiellement
20 commerciale de producteur à producteur.

21 Q. [163] Presque symbiotique?

22 R. En parallèle parce que quand même on gère
23 complètement notre réseau. Pour nos fins, on gère,
24 on a une équipe d'hydrologues qui gère les
25 réservoirs, qui gère tout ce que ça veut dire.

1 Il faut comprendre que l'un de nos
2 principaux réservoirs, c'est le Lac Saint-Jean au
3 Québec. Il y a des occupations riveraines
4 récréotouristiques. Il y a toute une question de
5 gestion du milieu qui vient avec ça.

6 Donc, on est autonome, tout comme Hydro-
7 Québec est autonome dans son propre... dans ses
8 propres sphères d'activités, mais il y a parfois
9 des opportunités d'être gagnant-gagnant et c'est ce
10 qu'on exploite dans cette relation-là.

11 Q. [164] Et avec le Transporteur maintenant.

12 R. Avec le Transporteur, c'est une relation de
13 transporteur auxiliaire, là, tel qu'il est défini
14 dans la loi. Alors, nous n'alimentons pas des
15 clients de la charge locale qui sont situés au Lac
16 Saint-Jean, mais il y aurait un coût additionnel
17 pour le Transporteur à dupliquer un réseau existant
18 où ils vont faire transiter du réseau haute tension
19 d'Hydro-Québec de l'électricité sur notre réseau
20 haute tension pour être livrée à des postes de
21 distribution ou des postes abaisseurs de tension
22 qui vont ensuite alimenter la clientèle québécoise.

23 Et quand je dis « clientèle », je veux dire
24 domestique, mais industrielle, toute la panoplie
25 des clients que peut posséder Hydro-Québec. Et nous

1 ne sommes qu'un maillon transport.

2 Q. [165] Alors, je comprends qu'au-delà de ça vous
3 n'avez pas de relation avec le Transporteur. Vous
4 n'achetez pas de services de transport du
5 Transporteur?

6 R. Non. Le Transporteur achète des services de
7 transport chez nous. Nous n'en achetons pas...

8 Q. [166] Je ne veux pas mélanger les dossiers parce
9 que je sais...

10 R. Non.

11 Q. [167] ... qu'il y a un autre dossier en cours,
12 là...

13 R. Oui.

14 Q. [168] ... relativement à cet aspect-là. Mais, ça
15 m'amène au coeur de ce que je veux savoir de vous.
16 L'interconnexion qui existe, le terme est peut-être
17 mal choisi, c'est pas une interconnexion au sens de
18 ce qu'on a parlé ce matin avec les gens du NPCC,
19 mais il y a certainement une interconnexion qui
20 existe entre votre réseau de Transporteur et le
21 réseau d'Hydro-Québec afin de permettre à Hydro-
22 Québec d'acheminer son électricité au Lac Saint-
23 Jean pour alimenter la charge locale du Lac Saint-
24 Jean. Est-ce que... je ne me trompe pas en vous
25 disant ça, là? Et cette interconnexion-là, elle se

1 fait...

2 R. Bien, il y a quatre fils, en quelque sorte, il y a
3 quatre points de contact entre nos réseau. Mon
4 collègue Marc pourra vous décrire, sur le plan
5 technique, bien mieux que je pourrai jamais le
6 faire.

7 Ce ne sont pas des interconnexions dans le
8 sens marchand du terme. Elles ne sont pas sur
9 Oasis, ce ne sont pas des destinations de point à
10 point pour des livraisons d'électricité. Il n'y a
11 pas de... il n'y a pas, j'allais dire, de
12 transaction commerciale attachée à ça. Il y a
13 simplement le fait qu'Hydro-Québec livre, au point
14 de contact entre nos réseaux, la quantité d'énergie
15 qui sera consommée à l'autre extrémité du réseau,
16 plus les pertes de transport, de façon à ce que le
17 client qui est au bout en fait a un abonnement avec
18 Hydro-Québec et reçoit de l'énergie qui est
19 produite ou achetée ou distribuée par Hydro-Québec.

20 Nous, on la reçoit à un bout, on la livre à
21 l'autre bout et ce n'est pas notre client ni
22 n'avons-nous de relation de point à point ou de
23 désignation si ce n'est par le plan... par le
24 centre de contrôle du réseau où on saura combien
25 d'électricité va être acheminée pour qu'on puisse

1 la livrer.

2 Q. [169] S'il n'y avait pas ces quatre points de
3 contact, vous ne seriez pas un transporteur
4 auxiliaire, ce serait quoi l'impact des normes de
5 fiabilité applicables au Québec sur le réseau qui
6 serait complètement autonome de RTA? Est-ce que
7 vous auriez des obligations ou vous seriez en
8 circuit fermé sans obligation normative?

9 R. Bien, je vais essayer une partie de réponse parce
10 que je ne pense pas avoir toute la réponse à votre
11 question. Je ne connais pas assez intrinsèquement
12 chacune des normes pour savoir si des normes
13 s'appliqueraient à nous, mais je peux vous dire
14 simplement que le fondement, la raison d'être n'y
15 serait pas. Nous ne serions pas un réseau
16 interconnecté dans le scénario que vous décrivez,
17 on serait en autarcie, on serait une petite île au
18 milieu du Québec, là.

19 (14 h 56)

20 Si c'était comme ça nous aurions nos
21 propres guides et modes d'opérations pour assurer
22 la fiabilité de notre alimentation. À ma
23 connaissance, ça a déjà été ça dans un passé
24 lointain au Québec. On n'a pas toujours, à ma
25 connaissance, été interconnecté avec le réseau

1 hydro-qubécois. Et à ce moment-là, on assurait
2 simplement l'alimentation fiable des charges qui
3 étaient raccordées à notre réseau qui, à l'époque,
4 était de toutes sortes de clients, de la résidence
5 jusqu'aux alumineries, sachant que nous avons nos
6 propres standards quant à la qualité de
7 l'alimentation et du fait qu'on ne pouvait pas
8 souffrir d'interruptions de service. Et après ça,
9 bien, il y a toutes sortes d'autres guides, de
10 politiques internes qui sont développés. On a des
11 priorisations de clients. Un hôpital passe avant
12 une aluminerie, des choses purement humaines
13 auxquelles on est confronté.

14 Q. [170] Un autre éléphant dans la pièce peut-être.
15 Mais c'est parce que ma compréhension, puis
16 corrigez-moi si j'ai tort, est-ce que je me trompe
17 en disant, la seule raison pour laquelle il y a une
18 application des normes ou enfin qu'il y a une
19 volonté d'appliquer les normes NERC, NPCC, les
20 normes qu'on fait approuver par la Régie de
21 l'énergie, que le Coordonnateur dépose à la Régie
22 pour RTA, c'est par le fait que le réseau RTA sert
23 Hydro-Québec essentiellement? C'est aux fins des
24 besoins d'Hydro-Québec qui est une entreprise
25 d'utilités publiques alors que RTA n'est pas une

1 entreprise d'utilités publiques. Est-ce que je me
2 trompe en affirmant ça?

3 R. C'est difficile parce que ce serait plus un procès
4 d'intention qu'autre chose. Mais disons qu'il y a
5 une réalité que, oui, nous ne sommes pas une
6 société d'utilités publiques dans le coeur de nos
7 activités. Nous desservons quelques clients
8 industriels à nous, qui sont généralement des
9 anciennes entités d'Alcan de l'époque, mais qui
10 sont toujours interconnectées à notre réseau. Je
11 suis donc un distributeur à cet égard-là. Mais
12 c'est une quantité minuscule d'énergie évidemment
13 qui est acheminée à ces clients. Après ça, écoutez,
14 pour nous, il y a simplement la volonté d'opérer un
15 réseau qui est fiable chez nous. Mais les
16 intentions d'Hydro-Québec à notre égard, notre
17 perception, mais elles ne m'appartiennent pas.

18 Q. [171] On a rapidement... Tantôt vous avez parlé, et
19 maître Tremblay vous a requestionné là-dessus, sur
20 vos surplus et leur destination. Et vous avez fait
21 une distinction en puissance et en énergie où le
22 client interne chez Hydro-Québec serait tantôt le
23 Producteur pour la puissance, tantôt le
24 Distributeur pour l'énergie. Est-ce que je me
25 trompe en affirmant que vous ne pouvez pas vendre

1 vos surplus à d'autres entités qu'Hydro-Québec?
2 Est-ce que RTA peut commercialiser, utiliser ses
3 centrales au Saguenay et décider de vendre aux
4 Américains, par exemple, ou si tout ce qu'ils
5 produisent et qu'ils ont en surplus, au-delà de
6 leurs alumineries? Puis ça vient à ce qui avait été
7 dit un peu plus tôt, c'est-à-dire que vous avez des
8 droits d'utiliser les cours d'eau pour produire
9 l'électricité dans la mesure où vous produisez de
10 l'aluminium. Le jour où vous fermez vos
11 alumineries, vous perdriez ces droits-là. C'est ce
12 que j'ai compris de certains commentaires qui ont
13 été dits pendant cette audience. Or, dans le même
14 contexte, ces surplus-là que vous avez, est-ce que
15 vous pouvez les commercialiser à d'autres qu'Hydro-
16 Québec ou non?

17 R. C'est une énorme question que vous posez. Je ne
18 peux pas répondre à l'ensemble de la question. Il y
19 a une partie qui est clairement confidentielle et
20 privilégiée même pour Rio Tinto Alcan. Mais je peux
21 tout de même répondre pour ceci. La puissance est
22 une puissance pure. Il n'y a pas d'énergie
23 associée. C'est-à-dire que lorsqu'on livre la
24 puissance, l'énergie nous est retournée. Donc,
25 c'est vraiment pas un produit d'énergie dont il est

1 question ici. C'est une disponibilité instantanée
2 pour pouvoir aider Hydro-Québec dans sa gestion
3 globale de la puissance, notamment celle du
4 Distributeur, je le présume. Mais en fait elle peut
5 faire ce qu'elle veut avec. Ce n'est pas quelque
6 chose qu'elle me déclare.

7 L'énergie est un élément différent. À
8 l'égard de l'énergie, je suis un acheteur net.
9 Donc, il faut voir la gestion des surplus chez RTA
10 beaucoup en fonction de la gestion de
11 l'hydraulicité. Il neige l'hiver. Ça gèle. Puis au
12 printemps, on en a trop tout le monde. Puis après
13 ça, arrivent d'autres moments de l'année où on en a
14 tous besoin.

15 (15 h 01)

16 Nous n'avons pas chez RTA de réservoirs
17 multiannuels. Hydro-Québec a des installations
18 beaucoup plus importantes que les nôtres et
19 bénéficie de réservoirs comme ça. Hydro-Québec gère
20 ou absorbe en quelque sorte l'aspect temporel, où
21 pendant un certain temps on en a un peu trop, puis
22 ensuite on en a un peu moins. Puis il y a comme une
23 espèce de fonction d'équilibrage implicite dans ça.

24 Mais je fais attention à l'égard des mots
25 « vendre des surplus » parce que ce dont on parle

1 ici ce n'est pas réellement ça. Et en fait je ne
2 pense pas que ce soit quelque chose qui ait un
3 impact sur les normes de fiabilité dont on parle
4 ici, parce que ce ne sont pas des transactions
5 fermes, ce ne sont pas des obligations, ce sont
6 simplement des éléments par lesquels on gère l'eau
7 et on gère le fait qu'on est enclavé, physiquement,
8 au sein du Québec. Et non, nous ne vendons pas
9 d'électricité à l'extérieur de la province. Il
10 faudrait qu'on détienne une licence en vertu de la
11 Loi sur l'exportation d'électricité, que nous
12 n'avons pas.

13 Q. [172] Dans vos commentaires soumis à la Régie le
14 onze (11) septembre, on a parlé en partie de
15 propositions, en partie de commentaires, là, mais
16 vous mentionnez :

17 [...] le Coordonnateur semble
18 J'appuie sur le mot « semble ».
19 vouloir, à l'égard des entités visées
20 et des membres de l'industrie,
21 s'arroger un trop grand rôle, contrôle
22 et pouvoir dans le système et le
23 processus d'adoption des normes de
24 fiabilité.

25 Au-delà du fait de vos commentaires un peu plus tôt

1 à l'effet que le régime semble vouloir changer, où
2 il était autrefois « impact based », comme on a dit
3 ce matin, et il semble maintenant vouloir être un
4 régime plus intra-provincial, c'est-à-dire qu'on ne
5 regarde plus l'impact qu'une installation peut
6 avoir sur une interconnexion, mais on veut
7 s'assurer d'une fiabilité intra-provinciale d'un
8 certain niveau. Au-delà de cet élément-là,
9 concrètement, à quoi vous référez quand vous dites
10 que le Coordonnateur semble vouloir s'arroger un
11 rôle - je vais être méchant - de dictateur, là?
12 J'exagère, je vais plus loin que ce qui est écrit,
13 mais c'est ce que je lis entre les lignes.

14 R. Vous pouvez me référer au paragraphe auquel vous
15 faites référence, Maître.

16 Q. [173] Au paragraphe... c'était au paragraphe 77 de
17 vos commentaires. C'est la pièce C-RTA-0013.

18 R. Mon collègue pourra certainement m'aider dans le
19 cadre de la réponse à cette question-là, mais une
20 des grandes préoccupations c'est qu'il n'y a pas ce
21 dialogue qui existe sur des normes de fiabilité qui
22 sont adaptées à la réalité des autres entités, dont
23 RTA.

24 Nous avons le sentiment, peut-être à tort
25 ou à raison, peut-être que le mot « semble » permet

1 d'exprimer cette idée-là, Hydro-Québec développe
2 une vision, comme grande entreprise dans le
3 domaine, de ce qu'elle désire. Et ce désir-là
4 devient ensuite la réalité de tout le monde. Que ce
5 soit par des choix technologiques, que ce soit par
6 le désir que l'on a de voir chacune des données qui
7 proviennent de chacun des groupes de chacune des
8 entités.

9 Il a fallu qu'on fasse des représentations
10 à l'égard de toutes sortes de choses, comme par
11 exemple des normes par lesquelles on n'avait pas de
12 distinction sur le fait qu'on pouvait interrompre
13 des générateurs. Mais c'est pas un générateur de la
14 charge locale, là, c'est un générateur qui alimente
15 une aluminerie. C'est pas légitime de la part
16 d'Hydro-Québec de vouloir aller là. On l'a fait, le
17 point. Il y a eu un recul, là, on a trouvé
18 l'équilibre sur ça, mais c'est toujours cette idée
19 à l'effet que c'est toujours ce fardeau qui nous
20 est imposé, de toujours essayer de trouver et de
21 ramener cet équilibre-là.

22 S'il y avait une vision plus globale du
23 marché qui n'est pas influencé par la simple
24 connaissance d'une seule entité et de ses façons de
25 faire, il nous semble que ce serait plus facile

1 d'avancer dans le domaine des normes de fiabilité.
2 Nos équipements sont différents, nos moyens
3 d'exploitation, nos ressources, notre façon
4 d'approcher la maintenance est différente. Il y a
5 beaucoup d'éléments sur lesquels on n'est pas dans
6 un mode d'un vrai dialogue.

7 Même la proposition qui est faite par le
8 Coordonnateur présentement, de dire : nous allons
9 avoir un nouveau régime par lequel il n'y aura pas
10 la consultation avant la Régie, on fera la
11 consultation devant la Régie, on arrivera puis on
12 le déposera. Est-ce qu'on va déposer le sentiment
13 ou la crainte que l'on entretient? Ça fait que ce
14 qu'on va se faire déposer, c'est la version Hydro-
15 Québec. Et ça va être la norme technique Hydro-
16 Québec, ça va être la ligne de surtension d'Hydro-
17 Québec, ça va être la vision unique, monolithique
18 que l'on connaît.

19 Q. [174] Et afin de rechercher, vous mentionnez ça au
20 paragraphe 80 un peu plus loin, qu'il n'y a pas
21 d'équilibre, puis que vous voudriez retrouver un
22 certain équilibre entre les intérêts d'Hydro-
23 Québec, le Coordonnateur et les entités, incluant
24 RTA, vous proposez qu'il y ait un processus de
25 consultation en amont du dépôt des normes à la

1 Régie. Est-ce que c'est ce que je comprends?

2 R. Bien c'est-à-dire qu'on a eu plus de succès avec
3 des consultations avec la Régie et les membres du
4 personnel de la Régie, là, par rapport au rôle de
5 régisseur, là, donc en amont de l'audience, mais
6 toujours devant la Régie comme institution.

7 Q. [175] Groupe de travail.

8 R. Oui, parce que la Régie a pu jouer un rôle de
9 modérateur qui change la dynamique, là. On n'est
10 plus... on n'est plus deux, on est trois. Ou
11 plusieurs, là, j'inclus Brookfield aussi ou
12 d'autres dans le cadre de ce rôle que, nous, on
13 joue. Donc ça, il y a un élément positif à ce
14 dialogue-là.

15 Mais au-delà de ça il y avait, dans le
16 régime que nous proposons et dans le régime aussi
17 par lequel il y a cette compréhension qu'il y a une
18 fiabilité à l'interconnexion qui, elle, est axée
19 sur les grands aspects-clés du réseau qui empêchent
20 les grands événements, par rapport à cette
21 fiabilité domestique par laquelle il y a beaucoup
22 plus de créativité dans les solutions lorsque c'est
23 fait par du personnel technique, comme mon collègue
24 Marc Fortin qui, lui, connaît ces éléments-là que,
25 moi, je ne pourrai jamais maîtriser, là.

1 Q. [176] Une dernière question. J'ai bien compris
2 votre position quant à la question des frais
3 d'intervention, là. Vous nous dites : écoutez, vous
4 n'êtes pas fermé à l'idée qu'un jour il n'y ait
5 plus de frais quand on sera rendu à ce nirvana de
6 stabilité, mais il ne semble pas qu'on soit rendu
7 là pour le moment. Si la Régie en venait à la
8 conclusion que le Coordonnateur doit sortir
9 d'Hydro-Québec, doit être une entité tel un ISO.
10 (15 h 09)

11 Actuellement, ma compréhension, c'est que
12 tous les coûts rattachés à la coordination de la
13 fiabilité du transport au Québec sont assumés par
14 Hydro-Québec. C'est-à-dire que... évidemment, comme
15 entité, si on vous demande et on vous oblige à
16 appliquer une norme, s'il y a des coûts rattachés à
17 l'application de cette norme, c'est vous qui allez
18 les assumer. Actuellement, c'est comme ça que le
19 régime fonctionne.

20 Si on sortait le Coordonnateur, est-ce que
21 ce serait légitime que les entités qui participent
22 au marché - je ne parle pas « marché » au sens
23 commercial, je pense au marché au sens de
24 l'interconnexion au Québec du réseau de transport
25 au Québec - participent à supporter les coûts de la

1 coordination? Je voudrais juste avoir votre point
2 de vue là-dessus.

3 R. Il y a plusieurs composantes à la réponse. Vous
4 m'ouvrez une porte que je ne peux pas m'empêcher de
5 prendre. Les coûts ne sont pas assumés par Hydro-
6 Québec, ils le sont par leurs clients.

7 Q. [177] Oui.

8 R. Je les paie, en bout de ligne.

9 Q. [178] Mais vos coûts aussi sont payés par vos
10 clients.

11 R. Oui.

12 Q. [179] C'est une entreprise privée mais... c'est le
13 cas de toute industrie.

14 R. C'est ça. Je les paie.

15 Q. [180] Oui.

16 R. Donc, ça, c'en est un. Deuxièmement, oui, je
17 comprends qu'il y aurait peut-être une
18 problématique à l'égard du cadre d'attribution des
19 frais en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie,
20 laquelle ne viserait pas nécessairement le
21 Coordonnateur s'il n'est pas Hydro-Québec, il y a
22 peut-être un amendement législatif requis pour
23 arriver à ça.

24 Sinon, il y a moyen d'arriver peut-être à
25 un autre régime qui soit inclus au sein d'une

1 entité, un peu comme le NPCC peut être, disons, un
2 régime par lequel les différents participants se
3 partagent les frais. Mais, à ce moment-là, c'est
4 l'ensemble des participants, ce n'est pas le seul
5 qui participe pour le profit des autres, par
6 contre. C'est l'ensemble des participants qui
7 assument les frais.

8 Et il y a cette retombée équitable, là, des
9 coûts à l'égard de chacun au gré des bénéfices
10 qu'il en tire, en quelque sorte. Puis là il faut
11 trouver une formule sur comment on le fait. Mais,
12 encore une fois, ça ne veut pas dire qu'on se
13 trouve, à ce moment-là, sans ressources financières
14 pour pouvoir participer activement au débat, que ce
15 soit devant la Régie, que ce soit devant un
16 organisme indépendant.

17 Puis quoi que ce soit, devant la Régie, il
18 restera toujours quand même le régime québécois
19 actuel qui permet l'attribution de frais, selon
20 peut-être les amendements, là, ou les
21 accommodements qui devraient être conclus. Le
22 régime québécois encourage la participation par la
23 rétribution des frais lorsque l'on a l'utilité
24 requise. Donc, il y a déjà un test. Ça ne couvre
25 pas tout, ça couvre une partie, c'est seulement

1 quand c'est utile et c'est seulement parce que ça
2 permet de faire avancer le Québec. On pense que,
3 ça, c'est tout de même une solution qui est
4 profitable à tous.

5 Q. [181] La deuxième portion, vous avez parlé des
6 frais. Moi, ma question va un peu plus loin. Le
7 Coordonnateur n'est plus chez le Transporteur.
8 Actuellement, c'est le Transporteur et sa
9 clientèle, bien sûr, qui paient pour les vingt
10 (20), quarante (40), cent (100), deux cents (200),
11 puis là je ne veux pas revenir sur ce que monsieur
12 Truong a dit sur c'est quoi qui est vraiment
13 nécessaire pour le travail du Coordonnateur. Mais
14 prenons pour acquis qu'il y a une équipe de
15 cinquante (50) personnes demain matin, puis c'est
16 un chiffre aléatoire, là, quitte Hydro-Québec et
17 devient un ISO.

18 R. Oui.

19 Q. [182] Est-ce que RTA devra payer une partie des
20 frais d'opération de cet ISO comme joueur sur le
21 marché?

22 R. C'est possible, oui. Et, à ce moment-là, il y aura
23 une proportionnalité. Je ne paierai
24 vraisemblablement pas la même part que ce qu'Hydro-
25 Québec paie mais il y aura, pour l'ensemble des

1 joueurs... il y a beaucoup d'autres joueurs qui,
2 pour l'instant, ne contribuent que par les tarifs,
3 en quelque sorte. Et, en fait, c'est ultimement
4 plutôt les clients domestiques qui vont en assumer
5 la charge. Peut-être que là ce sera réparti à un
6 sous-segment différent de la clientèle.

7 Q. [183] Merci, Monsieur Pépin. Merci, Monsieur
8 Fortin.

9 Me LOUIS LEGAULT :

10 Je n'ai pas d'autres questions, Monsieur le
11 Président.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Merci. Ça fait le tour de nos préoccupations.

14 Maître Grenier, est-ce que vous avez un
15 réinterrogatoire?

16 Me PIERRE D. GRENIER :

17 Je vais poser la question à mon panel.

18 Q. [184] Est-ce qu'il y a d'autres éléments que vous
19 souhaitez... sur lesquels vous souhaitez revenir?
20 (15 h 14)

21 M. MARC FORTIN :

22 R. Il y a peut-être un ou deux éléments que... dans ma
23 première partie, que j'ai peut-être oublié de
24 parler, que je peux revenir. C'est des exemples ou
25 des anecdotes qu'on a vécus. On a une instruction

1 commune avec le Transporteur pour la gestion des
2 interconnexions entre le réseau de RTA et le réseau
3 du Transporteur. Puis cette instruction commune est
4 en révision. Puis on était dans... on a été face à
5 une situation où est-ce que le Transporteur ou le
6 Coordonnateur, c'est pas... c'est pas clair pour
7 moi, demande à RTA d'introduire dans l'instruction
8 commune des informations sur un contrat entre RTA
9 et HQT.

10 Puis le Transporteur ou le Coordonnateur
11 mentionne aussi, dans des échanges ou verbalement,
12 je ne suis pas certain, que le produit que HQT
13 offre à HQT serait différent du passé, donc...
14 Mais, ça ne concerne pas RTA le produit, ça
15 concerne HQT.

16 Donc, ça démontre pour moi un peu une
17 confusion entre les différents rôles ou les
18 différentes connaissances des joueurs autour de la
19 révision de cette instruction commune.

20 Puis une autre anecdote. C'est que dans ma
21 perception quand j'entends « Coordonnateur », c'est
22 que le Coordonnateur fait abstraction du concept
23 d'apparence de conflit d'intérêt. On ne dit pas
24 qu'il y a un conflit d'intérêt, mais on dit qu'il y
25 a apparence de conflit d'intérêt.

1 Puis je ne sais pas si c'est comme ça dans
2 le code de conduite d'Hydro-Québec, mais chez RTA,
3 dans le code d'éthique, on parle et on définit
4 « conflit d'intérêt, apparence de conflit
5 d'intérêt » puis ça va assez loin que, moi, j'ai un
6 garçon qui a étudié pour être ingénieur électrique
7 puis je fais affaire avec une firme externe puis je
8 leur donne des mandats d'étude puis il a appliqué
9 pour avoir un poste dans cette firme-là.

10 Puis au moment où est-ce qu'il a appliqué,
11 j'ai dû déclarer une apparence de conflit
12 d'intérêt. Puis mon employeur m'a interdit de
13 donner de nouveaux contrats à cette firme-là tout
14 le temps que mon garçon serait dans le processus
15 d'embauche ou, s'il est embauché, bien tout le
16 temps qu'il va être à l'embauche de cette firme-là.

17 Donc, je vois deux poids, deux mesures,
18 dans le sens où est-ce que, nous, on va très loin
19 au niveau de l'apparence de conflit d'intérêt puis
20 on nous demande ça chez Rio Tinto, mais ma
21 perception quand j'ai des... on travaille ces
22 dossiers-là ici avec le Coordonnateur, c'est qu'ils
23 font abstraction de ce concept-là d'apparence de
24 conflit d'intérêt. Ça fait que ça ébranle un petit
25 peu mes valeurs.

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Alors, je vous remercie beaucoup, Monsieur Fortin,
3 Maître Pepin, pour votre présence cet après-midi.
4 Et donc je n'aurai pas d'autres questions, Monsieur
5 le Président.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Merci. Je vous libère parce que je sais que, je ne
8 sais pas lequel, mais il y a quelqu'un qui... je ne
9 veux pas savoir où vous couchez personne, mais je
10 sais que quelqu'un doit partir. Alors, donc merci.
11 Ça a été une bonne journée, je vous en remercie.
12 Alors, soyez prudent en retournant. Maître
13 Tremblay...

14 Me LOUIS LEGAULT :

15 Est-ce que je comprends que les témoins sont
16 libérés, Monsieur le Président?

17 LE PRÉSIDENT :

18 Oui.

19 Me LOUIS LEGAULT :

20 Oui.

21 LE PRÉSIDENT :

22 C'est ce que j'ai fait en d'autres mots.

23 Me LOUIS LEGAULT :

24 En d'autres mots.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Mais, ils sont complètement libérés d'aller coucher
3 où ils veulent. Alors, cela étant dit, je pense
4 qu'on a fini la période des preuves des différentes
5 parties, donc demain on serait prêt à aborder votre
6 plaidoirie à tous. On garde l'heure de neuf heures
7 (9 h 00). On va essayer de voir comment ça va
8 aller. Possiblement qu'on n'aura pas toute la
9 journée, on verra.

10 J'en profite pour vous et maître Grenier,
11 vous remercier. C'est pas toujours facile. Il y a
12 des... et c'est pour ça qu'on est là. Pas pour que
13 ce soit difficile, mais on est là aussi pour
14 écouter tous et je vous ai trouvé tous et chacun
15 très aidant pour la Régie et pour le rôle que
16 j'occupe et je voulais vous en remercier.

17 Alors, bonne fin de journée à vous tous.
18 Demain matin neuf heures (9 h 00). N'oubliez pas
19 qu'on est toujours en possibilité de panne de... de
20 fausse panne, mais cela étant dit, on a une journée
21 pour vous entendre. Alors, merci et bonne fin de
22 journée.

23

24 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

25

1 ~~SERMENT D'OFFICE~~

2

3 Nous, soussignés, CLAUDE MORIN, et MONIQUE J.
4 LECLERC, sténographes officiels, certifions sous
5 notre serment d'office que les pages qui précèdent
6 sont et contiennent la transcription fidèle et
7 exacte des témoignages et plaidoiries en
8 l'instance, et ce, conformément à la Loi.
9 Et nous avons signé,

10

11

12

13

14 CLAUDE MORIN

15

16

17

18

19

20 MONIQUE J. LECLERC