

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3944-2015

DEMANDE D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

DOSSIER : R-3949-2015

DEMANDE RELATIVE À L'ADOPTION ET À LA
MISE À JOUR DE 11 NORMES DE FIABILITÉ

DOSSIER : R-3957-2015

DEMANDE D'ADOPTION DE SEPT NORMES DE FIABILITÉ

RÉGISSEUR : Mme FRANÇOISE GAGNON, présidente

AUDIENCE DU 23 MARS 2017

VOLUME 3

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me PIERRE RONDEAU
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY
procureur de Hydro-Québec (HQCMÉ)

INTERVENANTES :

Me NICOLAS DUBÉ
procureur d'Énergie La Lièvre S.E.C. (ÉLL) pour
les dossiers R-3944 et R3957-2015

Me PIERRE D. GRENIER
procureur de Rio Tinto Alcan inc. (RTA)

OBSERVATRICE AU DOSSIER R-3949-2015 : Me

NICOLAS DUBÉ
procureur d'Énergie La Lièvre S.E.C. (ÉLL)

R-3944-2015/R-3949-2015

R-3957-2015

23 mars 2017

- 3 -

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES	4
PRÉLIMINAIRES	5
PREUVE D'HQCMÉ - Panel 2	5
NICOLAS TURCOTTE	
SYLVAIN BASTIEN	
DANIEL LEFEBVRE	
INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	8
PLAIDOIRIE PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	23
PLAIDOIRIE PAR Me PIERRE D. GRENIER	74
PLAIDOIRIE PAR Me NICOLAS DUBÉ	138
RÉPLIQUE PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	145

R-3944-2015/R-3949-2015
R-3957-2015
23 mars 2017

- 4 -

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
B-0110 : Réponses de HQCMÉ aux engagements numéros 1, 2 et 4	6

1 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-troisième
2 (23e) jour du mois de mars :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-trois (23)
8 mars deux mille dix-sept (2017), dossiers R-3944-
9 2015, R-3949-2015 et R-3957-2015. Poursuite de
10 l'audience.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Alors, bonjour à tous. Maître Tremblay, je pense
13 que vous... Bien là, je vois qu'il y a les témoins,
14 alors vous allez faire un témoignage?

15

16 PREUVE D'HQCMÉ - Panel 2

17

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Oui. Exact, nous allons présenter une preuve. Je
20 mentionne que j'ai remis à la Régie et aux
21 participants les réponses en version papier aux
22 engagements 1 et 3. L'engagement 2, comme je
23 l'avais dit hier, va être fourni dans la journée de
24 demain.

25

1 LA GREFFIÈRE :

2 Il y a aussi la réponse à l'engagement 4, je crois.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 L'engagement 4 avait été pris hier.

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 Il est présent aussi, hein!

7 LA GREFFIÈRE :

8 Il est en arrière, Maître...

9 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

10 Ah! Oui. Bien, voilà.

11 LA GREFFIÈRE :

12 À la page 6.

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 Donc, également la réponse à l'engagement 4 est

15 fournie dans le document.

16 LA GREFFIÈRE :

17 On va coter, Maître, ça va être la B-0110.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Très bien. 110?

20 LA GREFFIÈRE :

21 Oui.

22

23 B-0110 : Réponses de HOCMÉ aux engagements

24 numéros 1, 2 et 4

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Très bien. Il m'en reste une copie. Est-ce que tout
3 le monde a des copies? Oui. Alors, Madame la
4 Régisseure, pour le curriculum vitae de monsieur
5 Turcotte, il est déjà au dossier. Pour ceux des
6 autres témoins, on n'a pas été en mesure de les
7 préparer avant leur témoignage. Cependant, c'est
8 des personnes qui ont témoigné récemment devant la
9 Régie, je ne pense pas qu'il y ait de surprise,
10 mais nous les déposerons en cours de journée au SDÉ
11 pour compléter tout simplement le dossier. Alors,
12 Madame la Greffière, je vais vous demander
13 d'assermenter les trois témoins, s'il vous plaît.

14

15 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-troisième
16 (23e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

17

18 NICOLAS TURCOTTE, avocat et ingénieur, ayant une
19 place d'affaires au 2, Complexe Desjardins,
20 Montréal (Québec);

21

22 SYLVAIN BASTIEN, ingénieur, ayant une place
23 d'affaires au 2 Complexe Desjardins, Montréal
24 (Québec);

25

1 DANIEL LEFEBVRE, ingénieur, ayant une place
2 d'affaires au 2 Complexe Desjardins, Montréal
3 (Québec);

4

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

7

8 INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Q. [1] Alors, question d'introduction et de
10 présentation. Dans le cas de monsieur Turcotte,
11 Monsieur Turcotte, on ne vous fera pas répéter vos
12 fonctions et responsabilités, c'est déjà au
13 dossier. Dans le cas de monsieur Bastien, alors
14 pourriez-vous indiquer le titre de vos fonctions et
15 expliquer à la Régie en quoi elles consistent?

16 M. SYLVAIN BASTIEN :

17 R. Je suis chef expertise de contrôle du réseau qui
18 est au centre de contrôle qu'on appelle le CCR. La
19 responsabilité de mon groupe est de fournir
20 l'expertise et le support technique aux
21 exploitants, aux trois groupes d'exploitation qui
22 sont les répartiteurs, les agents en réseau et les
23 agents en retrait.

24 Mon groupe est également responsable de
25 l'opérationnalisation des normes, entre autres, par

1 la production des encadrements et la mise à jour de
2 ces documents-là. On joue aussi le rôle de HQCMÉ
3 lors des audits, donc par les experts... les SMÉ
4 qui sont parmi les membres de mon équipe et par la
5 fourniture de la documentation et des preuves.

6 Q. [2] Votre équipe, en fait, les employés sous votre
7 responsabilité occupent quels types de fonctions?
8 Et il y en a combien?

9 R. L'équipe contient dix-sept (17) ingénieurs, cinq
10 techniciens et un spécialiste.

11 (9 h 24)

12 Q. [3] Merci. Vous pouvez éteindre votre micro,
13 Monsieur Bastien. Je pense que, à partir de trois,
14 ça décroche. Monsieur Lefebvre maintenant, je vous
15 pose la même question : pourriez-vous mentionner
16 quel est le titre de vos fonctions et expliquer à
17 la Régie en quoi ces fonctions-là consistent?

18 M. DANIEL LEFEBVRE :

19 R. Bonjour. Daniel Lefebvre, je suis chef Orientation
20 et Expertise du contrôle du réseau. Donc, j'ai deux
21 unités sous ma responsabilité, celle de monsieur
22 Bastien et une autre qui est associée à la
23 prévision de la demande. Donc, ce sont des
24 météorologistes et des prévisionnistes. Et puis le
25 rôle, c'est dans le fond de mettre ça de façon

1 commune, donc avoir la prévision et l'expertise
2 nécessaire pour le contrôle du réseau. Ça fait
3 trois ans que j'occupe cette fonction-là. Avant,
4 j'étais chef Stratégies du réseau principal en
5 planification dans le domaine de la stabilité des
6 réseaux électriques. Et j'ai été aussi dix-huit
7 (18) ans ingénieur spécialisé en stabilité des
8 réseaux électriques.

9 Q. [4] Merci beaucoup. Alors, le sujet, Madame le
10 Régisseur, du témoignage que l'on veut relativement
11 bref ce matin et ciblé des trois témoins concerne
12 la contribution des centrales RTP qui ne sont pas
13 reliées, appelons ça, directement au RTP. Donc, la
14 ligne de transport qui relie ces centrales au RTP
15 n'est pas désignée RTP au registre selon la
16 nouvelle méthodologie. Et vraisemblablement selon
17 la méthodologie... selon l'état actuel du registre
18 également.

19 Alors, Monsieur Turcotte, je vais vous
20 laisser dire le mot d'introduction aux témoignages
21 sur la question. Évidemment, on parle des normes
22 MOD-025; on parle des normes PRC-006 et PRC-024 si
23 je ne m'abuse?

24 M. NICOLAS TURCOTTE :

25 R. C'est exact. Alors, effectivement, suite à une

1 question de la Régie faisant écho à la lettre du
2 neuf (9) mars deux mille dix-sept (2017) où, dans
3 la section 6 relativement à la norme PRC-006, sous-
4 section 6.2, il était question de l'application des
5 exigences E3, E4 uniquement aux installations
6 directement raccordées au BES. C'était une question
7 aussi de maître Rondeau, je crois, qui est venue
8 par la suite lors de l'interrogatoire de la Régie.
9 Et le Coordonnateur a cru bon de venir expliquer,
10 effectivement, la variance Québec à la fois qui
11 existe dans la PRC-006 et aussi l'importance des
12 courbes de tenue qui existent notamment en
13 fréquence dans la PRC-024.

14 En fait, grosso modo ce qu'on veut venir
15 réitérer ici, le Coordonnateur veut venir réitérer,
16 c'est l'importance des installations RTP de
17 production qui sont classées RTP, mais qui ont un
18 lien, donc une ligne de transport qui, elle, n'est
19 pas RTP. Comme le Coordonnateur l'a affirmé
20 préalablement, ces installations-là RTP reliées à
21 une ligne non-RTP représentent près de vingt pour
22 cent (20 %) de la capacité totale de la production
23 au Québec. Donc, c'est une importante partie de la
24 production.

25 Et nous avons cru bon... Il a été établi

1 dans le dossier préalablement dans la méthodologie
2 de RTP qui était en bonne partie à huis clos, je
3 crois qu'il était totalement à huis clos, ce
4 témoignage-là a été fait, mais cette portion du
5 témoignage-là, puisqu'elle est publique, je pense
6 qu'il est important puisque le dossier actuel du
7 R-3944 est public, le Coordonnateur a cru bon de
8 verser ce témoignage-là dans le dossier public afin
9 qu'il soit vraiment établi clairement devant la
10 Régie l'importance que le Coordonnateur accorde à
11 ce pourcentage-là ou à ces centrales-là qui font
12 partie du RTP, qui sont des installations du RTP.

13 Notez que, dans les normes, c'est
14 clairement établi lorsque... en anglais, c'est
15 indiqué « directement raccordé au BES », la version
16 anglophone en version francophone, c'est-à-dire en
17 version Québec, ou les variances Québec font
18 clairement état d'installations du RTP. On ne parle
19 pas de raccordement direct ou indirect. Lorsque le
20 Coordonnateur de la fiabilité a voulu faire la
21 distinction, il l'a mentionné tel que dans la norme
22 PRC-025 dans laquelle il a indiqué finalement que
23 l'installation de production qui était RTP était
24 exclue ou non. Mais c'est une mention.

25 Et c'est reflété à la fois aussi dans le

1 registre des entités visées par les normes de
2 fiabilité, lequel fait état des groupes de
3 production étant reliés directement au non-RTP. En
4 d'autres termes, j'explique encore clairement,
5 c'est que ce n'est pas que l'installation n'est pas
6 RTP ou non, c'est que le lien qui l'unit au reste
7 du réseau, la ligne de transport est parfois non-
8 RTP, bien que le groupe de... la centrale de
9 production ou l'installation de production elle-
10 même soit RTP.

11 Je pense que je vais laisser un peu mes
12 collègues réitérer un peu leur témoignage
13 concernant la partie de l'importance du vingt pour
14 cent (20 %) pour notamment la fréquence et le
15 maintien de l'équilibre offre-demande. Je passe la
16 parole à monsieur Daniel Lefebvre.

17 (9 h 29)

18 M. DANIEL LEFEBVRE :

19 R. Donc pour faire un résumé, peut-être... ça va? Oui?
20 Bon, O.K. Si on regarde les lignes... pour donner
21 un exemple assez simple, là, si on regarde les
22 lignes noires, par exemple, ce que ça veut dire, en
23 pratique, c'est advenant un défaut, un court-
24 circuit à cause d'un coup de foudre ou peu importe,
25 cette ligne-là, la perturbation qui va être

1 engendrée va avoir un... dans le fond... comment je
2 pourrais dire ça? Cette perturbation-là sera, dans
3 le fond, conscrite uniquement dans une zone locale.
4 En somme, elle ne voyagera pas jusqu'au réseau
5 principal, pratiquement pas, à peine. O.K.?

6 Par contre, si on regarde les centrales
7 rouges, si on revient aux centrales rouges, il faut
8 le regarder d'une façon, dans le fond, à haut
9 niveau. Ça veut dire quoi? Ça veut dire s'il arrive
10 un événement, par exemple, sur le réseau principal,
11 sur une ligne majeure à sept cent trente-cinq kV
12 (735 kV), forcément, cette perturbation-là, on va
13 avoir besoin de la contribution de l'ensemble des
14 centrales rouges pour stabiliser le réseau, le
15 vingt pour cent (20 %) qu'on parlait juste avant.
16 Et donc, pourquoi? Parce que chacune de ces
17 centrales-là a des organes de contrôle, de
18 régulation. En somme, elles ont des régulateurs de
19 vitesse qui permettent de contrôler la fréquence du
20 réseau, elles ont des stabilisateurs de puissance
21 qui permettent, justement, de stabiliser, d'amortir
22 les oscillations de puissance et aussi, il y a
23 l'inertie de ces machines-là, c'est une masse
24 tournante, qui fait en sorte que ça aide et ça
25 contribue à stabiliser le réseau. Donc, il faut le

1 voir à haut niveau puis à ce moment-là, c'est par
2 rapport à des perturbations sur le réseau
3 principal. C'est pour ça que les centrales peuvent
4 être rouges et être raccordées à, justement, une
5 ligne noire parce que, dans le fond, c'est une
6 contribution globale. J'ai peut-être un exemple
7 peut-être un peu boiteux, mais on pourrait dire
8 par... si on regarde un pont suspendu, chaque
9 hauban a une contribution à soutenir le pont et à
10 stabiliser s'il arrive forcément des variations des
11 charges, là. C'est à peu près le même principe.

12 Donc, c'est toujours face à un réseau
13 principal, des perturbations qui sont majeures, des
14 événements sur des lignes à sept cent trente-cinq
15 kV (735 kV) et à ce moment-là, cet événement-là se
16 propage sur l'ensemble du réseau et je réitère sur
17 le fait que chacune de ces centrales-là doivent
18 contribuer et on doit savoir, justement, leur état
19 en tout temps et connaître, bien connaître leur
20 comportement par rapport à ces organes-là de
21 régulation, de stabilisation et de contrôle de
22 tension aussi. Donc, ça donne un peu un portrait,
23 là, pourquoi on peut se retrouver avec des
24 centrales, justement, rouges, raccordées avec des
25 lignes noires.

1 Mais c'est clair qu'il peut arriver une
2 perturbation sur une ligne noire et engendrer un
3 déclenchement, par exemple, de la centrale radiale
4 qui est associée à cette ligne-là. Mais face au
5 réseau principal, à ce moment-là, il n'y aura
6 pas... ce n'est pas une perturbation qui est...
7 elle demeure locale. C'est comme ça qu'on
8 pourrait... Puis c'est vrai pour le contrôle de la
9 fréquence, le contrôle de la tension, tous les
10 paramètres électriques, les variables électriques
11 du réseau à ce moment-là.

12 Q. [5] Et pour les fins des notes sténographiques,
13 quand vous mentionnez une centrale rouge, on
14 comprend que c'est une centrale RTP...

15 R. Oui, pardon, excusez-moi...

16 Q. [6] ... une ligne noire

17 R. ... je voulais juste...

18 Q. [7] ... ça veut dire non RTP, là...

19 R. Oui, c'est ça.

20 Q. [8] ... on fait référence, je crois, à un schéma
21 qui contient un code de couleurs, mais pour nos
22 fins, rouge égale RTP et noir égale non RTP.

23 R. Exact.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Parce qu'on l'avait dans le 3952, alors peut-être

1 pour le bénéfice... pour d'autres qui n'étaient pas
2 au dossier, là, merci d'avoir cette précision.

3 R. C'est parce que dans mon témoignage il y avait une
4 petite légende à la fin, c'est ça.

5 Q. [9] Non, mais j'ai très bien compris parce que
6 j'étais dans le 52, alors...

7 R. Donc, ça résume un peu, là, pourquoi, justement,
8 qu'on se doit, en tout moment, savoir, justement,
9 l'état de ces centrales-là par rapport à leur
10 contribution pour le réseau principal. Et
11 l'ensemble des limites de stabilité sont établies
12 sur le réseau principal en tenant compte,
13 justement, de l'effet de l'ensemble de ces
14 centrales-là. Il faut le voir comme un tout. Que ce
15 soit les centrales de haute puissance comme LG2 ou
16 Churchill Falls ou les centrales, justement, le
17 vingt pour cent (20 %) qu'on parle de... disons que
18 le total fait en sorte que c'est une contribution
19 importante.

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Q. [10] Messieurs, je vais, dans le cas de messieurs
22 Lefebvre et Bastien, vous travaillez au CCR du
23 Transporteur, donc vous êtes l'exploitant du réseau
24 et ma question porte sur votre point de vue
25 d'exploitant du réseau. Je vous réfère à la norme

1 MOD-025-2 qui fait l'objet de demandes d'adoption
2 de normes dans le présent dossier. Je vais
3 simplement vous lire l'objet puis je vais vous
4 demander vos commentaires sur la perspective et
5 l'importance, pour l'exploitant, de cette norme.
6 Alors, son objet, et je cite :

7 Donner l'assurance que l'information
8 juste, à propos des capacités de
9 puissance active et réactive brute et
10 nette des groupes de production et des
11 capacités de puissance réactive des
12 compensateurs synchrones, soit
13 disponible aux fins des modèles de
14 planification qui servent à évaluer la
15 fiabilité du système de
16 production-transport d'électricité
17 (BES).

18 (9 h 34)

19 Alors, pour l'exploitant de réseau, quel est
20 l'impact de l'application de cette norme 25 sur les
21 activités?

22 M. DANIEL LEFEBVRE :

23 R. O.K. Donc, dans le fond, cette norme-là nous permet
24 de mieux... Cette norme-là nous permet de nous
25 assurer justement que, en tout moment on le sait la

1 capacité forcément de la centrale parce que dans le
2 temps ça peut varier. Forcément, s'il y a des
3 centrales d'une vingtaine d'années, une trentaine
4 d'années, à un moment donné il faut toujours
5 s'assurer que cette centrale-là est en bonne
6 condition, et qu'au moment opportun, lorsqu'on en a
7 de besoin, par exemple lorsqu'elle doit fournir un
8 effort au niveau du soutien de la tension, donc le
9 maximum de puissance réactive qui peut soutenir les
10 tensions, à ce moment-là on doit s'assurer qu'on a
11 vraiment cette valeur-là, que ce n'est pas juste
12 théorique, puis qu'en pratique, si ça arrive, bien
13 on a le soutien parce que c'est forcément... on
14 doit pas... en tout temps on ne doit pas se faire
15 jouer de tour sur un équipement puis qu'on pense
16 que ça... on présumait d'avoir cette valeur-là,
17 mais ça demeurerait une valeur théorique. Donc, on
18 doit s'assurer au niveau de l'exploitation de
19 connaître, de bien connaître, dans le fond, la
20 capacité de ces centrales-là.

21 Puis par rapport au niveau de la
22 planification, bien les tests aussi permettent
23 aussi de s'assurer que les modèles théoriques. À
24 chaque année on s'assure que les valeurs soient les
25 bonnes, donc quand les gens font des études de

1 stabilité, ils vont faire à ce moment-là, ils vont
2 avoir les valeurs justes pour donner les limites
3 qui sont justes aussi; les limites de stabilité, je
4 parle. Puis après ça, nous, de notre côté, au
5 niveau opérationnel, on va s'assurer que ces
6 valeurs-là sont vraies en tout temps.

7 M. SYLVAIN BASTIEN :

8 R. Ce que je peux mentionner en complément, c'est que
9 nos systèmes... l'exploitation du réseau dépend
10 beaucoup de nos applications. Nos yeux sur le
11 système, c'est notre SCADA, notre système SCADA,
12 qui contient l'information précise de tous les
13 équipements. Et on exploite le réseau basé sur
14 l'information de ces systèmes-là qui prévoient les
15 éventuels événements sur le réseau, et à laquelle
16 on applique des restrictions et on opère à la
17 minute, si on veut, le réseau.

18 Donc, toutes les décisions qu'on prend sont
19 basées sur nos applications, nos systèmes, parce
20 que, comme je disais, ce sont nos yeux, et ces
21 systèmes-là tiennent compte de la mise à jour des
22 équipements qu'on détient sur le réseau et qui
23 peuvent impacter le réseau, dont les centrales,
24 exactement; les centrales ou les lignes et tout
25 autre équipement. Donc, effectivement on déploie

1 beaucoup d'énergie à maintenir à jour ces
2 équipements-là, incluant les réseaux qui peuvent
3 venir affecter notre propre réseau, dans le sens où
4 on est tous interreliés. Donc, c'est aussi
5 important que d'autres types d'équipement.

6 Q. [11] C'est très bien. Avez-vous l'un ou l'autre
7 autre chose à ajouter sur ce sujet? Alors je vous
8 remercie, Madame la Régisseuse, ça complète la
9 preuve supplémentaire que nous souhaitons
10 administrer ce matin. Les témoins sont évidemment
11 disponibles pour répondre aux questions de
12 l'ensemble des participants et de la Régie.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Parfait. Merci, Maître Tremblay. Maître Dubé, est-
15 ce que vous avez des questions? Non? Maître
16 Grenier, avez-vous des questions?

17 Me PIERRE D. GRENIER :

18 Il n'y aura pas de questions de la part de RTA.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Est-ce que la Régie a des questions?

21 Me PIERRE RONDEAU :

22 Pas de questions, Madame la Présidente.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Je n'ai pas de questions, vous avez été vraiment
25 très clairs dans votre témoignage. Je vous en

1 remercie et vous êtes tous libérés.

2 Alors, Maître Tremblay, une fois que les témoins
3 auront quitté, est-ce que vous êtes prêt pour
4 l'argumentation?

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 En fait, on est prêt. J'apprécierais tout
7 simplement une pause de quelques minutes, disons
8 une dizaine de minutes, juste pour faire le point
9 et je serai prêt ensuite à procéder avec mon
10 argumentation verbale.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Alors, neuf heures cinquante (9 h 50) ça vous va?
13 Un dix (10) minutes ou...

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Oui.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Oui.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 C'est parfait.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Parce qu'on a du temps aujourd'hui, alors il n'y a
22 pas de problème pour...

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 Battons le fer quand il est chaud.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Alors, de retour à neuf heures cinquante (9h 50).

3 Oui, c'est ça, neuf heures cinquante (9 h 50).

4 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

5 REPRISE DE L'AUDIENCE

6 (9 h 55)

7 LA PRÉSIDENTE :**

8 Alors, Maître Tremblay, on vous écoute.

9 PLAIDOIRIE PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

10 Merci beaucoup. Bonjour à nouveau. Alors, je vais
11 distribuer un court plan d'argumentation, là, qui
12 est vraiment de la nature d'un plan. Si vous le
13 permettez, Madame la Régisseuse, je déposerais ce
14 plan-là au SDÉ. On m'a signalé quelques coquilles.
15 Par exemple, j'ai indiqué des mégawatts alors que
16 ça aurait dû être des MVA, alors ce genre de
17 coquilles là seraient corrigées puis je le
18 déposerai au SDÉ. Mais pour les fins de suivre avec
19 ma plaidoirie de ce matin, je remettrais quand même
20 une copie papier de ce que j'ai préparé.

21 Alors, j'ai identifié, au tout début du
22 plan, la liste des normes qui font l'objet de la
23 demande d'adoption pour les fins de la présente
24 audience. Ce sont les normes qu'il demeurerait à
25 examiner suite aux différentes décisions partielles

1 que la Régie a rendues dans les trois dossiers,
2 3944, 49 et 47. Certaines de ces normes-là
3 remplacent des versions précédentes, comme, je
4 pense, les normes FAC-010 et 011.

5 Alors, j'ai, au paragraphe 1, pour fins de
6 clarté, indiqué le numéro de la version visée et,
7 par la suite, dans le plan, je me suis contenté
8 d'indiquer la norme avec son numéro sans indiquer
9 la version. On pourra se référer au paragraphe 1 au
10 besoin, si besoin était, en fait, de connaître la
11 version précise dont il est question. Mais tenez
12 pour acquis que c'est celle qui est indiquée au
13 paragraphe 1.

14 Je pense que c'est quand même une bonne
15 nouvelle qu'on se retrouve aujourd'hui et que,
16 quand même, bon nombre d'enjeux, même parmi ceux
17 qui étaient initialement identifiés comme étant
18 l'objet de la présente audience, bon nombre de ces
19 enjeux-là ont été soit réglés, soit en voie, je
20 dirais, de règlement. Je pense ici, évidemment, à
21 l'application... en fait, à une modalité
22 d'application et préservation du statu quo en ce
23 qui concerne l'application des normes FAC-010, 011
24 et, ultimement, 014. Vous allez noter tantôt dans
25 le plan une proposition de texte, là, qu'on soumet

1 à l'appréciation de la Régie pour sa décision.

2 Donc, je pense que c'est une bonne
3 nouvelle. Il reste quelques enjeux, que je vais
4 traiter... dont je vais traiter ici. Peu nombreux,
5 au demeurant.

6 Alors, je veux simplement rappeler qu'il
7 est acquis depuis plusieurs années maintenant que
8 le champ d'application des normes de fiabilité au
9 Québec c'est le RTP. Alors, je pense que les
10 récents débats ont permis de comprendre qu'est-ce
11 que le RTP, comment il est déterminé aujourd'hui,
12 comment ses éléments sont déterminés aujourd'hui,
13 comment ils sont... il y a une proposition de
14 nouvelles méthodologies qui est à l'étude
15 actuellement. Et je pense qu'il n'est pas
16 controversé de dire que, pour la quasi-totalité des
17 normes de fiabilité, le champ d'application c'est
18 le RTP au Québec. Il y a également le champ
19 d'application Bulk. Je pense qu'on n'a pas besoin
20 d'en parler aujourd'hui.

21 (9 h 59)

22 Évidemment, vous vous doutez que j'en parle
23 parce que je vais m'intéresser, notamment, à la
24 norme MOD-025. J'en parlerai un petit peu plus en
25 détail tantôt. Tout ça donc, dans un contexte où ce

1 que, je pense, tous, nous recherchons ici c'est un
2 cadre normatif qui soit le plus clair possible.
3 Cette clarté-là va s'incarner par des normes de la
4 NERC qui vont être adaptées au contexte du Québec,
5 qu'on va appeler des... qu'on va retrouver dans les
6 Annexes Québec. On va trouver ça également dans un
7 registre qui est précis et qui est approuvé par la
8 Régie. Donc quand la Régie approuve le registre
9 elle contribue en quelque sorte à l'identification
10 des éléments, des entités qui sont visées par les
11 normes de fiabilité, donc ça va dans le sens de la
12 clarté. Et on cherche également des normes qui
13 soient complètes en elles-mêmes.

14 Toutefois, je pense que cette clarté-là ne
15 va pas jusqu'à ajouter des précisions qui ne sont
16 pas requises. Puis j'en parlerai tout à l'heure au
17 niveau de certaines normes, je pense par exemple à
18 la norme EOP, je ne veux pas devancer trop l'ordre
19 dans lequel je voulais vous présenter les choses,
20 mais dans la mesure où toute l'industrie comprend
21 qu'est-ce que c'est qu'un défaut qui doit être
22 reporté... signalé aux autorités, est-ce qu'il y a
23 vraiment besoin de venir ajouter du texte pour le
24 préciser? À mon avis et de l'avis du Coordonnateur
25 ce n'est pas souhaitable, ce n'est pas approprié,

1 ce n'est pas requis et je pense qu'il n'y a pas,
2 puis je prends ce cas-là, j'y reviendrai, mais je
3 pense qu'il n'y a même pas de doute en cas de
4 surveillance de la fiabilité ou pour un surveillant
5 à l'effet que certains types d'événements doivent
6 être signalés et d'autres non. Au paragraphe 4 je
7 vous ai mentionné un rappel d'une décision que vous
8 connaissez évidemment concernant l'importance du
9 registre.

10 Je reviens souvent, là, sur les
11 distinctions entre le réseau de transport principal
12 RTP et le BES aux États-Unis. Notre réseau RTP,
13 puis c'est la dernière ligne du tableau, là, à la
14 page 3, est plus ciblé que le BES. Donc on ne peut
15 pas faire l'adéquation BES égale RTP. Le BES, on le
16 sait, s'articule sur... autour de... en termes de
17 l'installation de transport, un critère de
18 démarcation net au niveau d'une tension de cent
19 (100 KV). Donc cent (100 KV) et plus c'est inclus
20 dans le BES; moins de cent (100 KV) ce n'est pas
21 inclus dans le BES. Il peut y avoir cependant
22 certaines exceptions, ça, c'est propre au choix des
23 juridictions américaines d'avoir retenu ce type de
24 champ d'application pour les normes.

25 Au Québec c'est différent. Et ce n'est pas

1 qu'une question de termes, ce n'est pas de
2 remplacer trois lettres par trois autres lettres.
3 C'est différent. La méthodologie n'est pas la même
4 et, bon, je ne veux pas élaborer sur ça, mais je
5 pense que - parce que c'est dans un autre dossier -
6 mais je pense que vous êtes à même de comprendre
7 que le RTP est adapté au contexte du Québec. Alors
8 quand on veut avoir un régime obligatoire pour les
9 normes de fiabilité qui est conforme à la réalité
10 du Québec, tout en étant cohérent avec le régime
11 qu'on retrouve dans les autres juridictions, le
12 RTP, lui, est important et en fait partie de ça de
13 façon importante.

14 Paragraphe 6, je rappelle certaines
15 caractéristiques de l'interconnexion du Québec ou
16 du réseau du Québec. Vous l'avez entendu de la
17 bouche de plusieurs des témoins, du Coordonnateur,
18 du Transporteur, y compris le Planificateur
19 également, le réseau québécois, étant donné qu'il
20 relie de la production située dans des régions
21 nordiques par de longues lignes radiales vers les
22 centres de consommation du sud, des lignes, on le
23 sait, raccordées... exploitées à sept cent trente-
24 cinq (735 KV), rend le réseau plus sensible aux
25 variations de fréquence, par exemple, que les

1 autres interconnexions. Également en raison du fait
2 de la faible inertie du réseau du Québec par
3 rapport à d'autres. On parle... à ma connaissance
4 ça peut être jusqu'à dix (10) fois moins de charge
5 et puissance par rapport à d'autres
6 interconnexions. D'où l'importance d'avoir un
7 système de défense, dont fait partie le DSF. On
8 vous a parlé dans l'ensemble de la preuve, là, du
9 délestage en sous-fréquence, c'est je pense
10 maintenant de connaissance d'office de la Régie.

11 (10 h 04)

12 Également ça a été mentionné par les
13 témoins, je crois, du Transporteur, les
14 températures froides au Nord du Québec dans des
15 endroits où sont exploités plusieurs
16 transformateurs sont également une caractéristique
17 du Québec, dans ce cas-ci une caractéristique de
18 température, mais qui évidemment a un impact sur
19 l'exploitation des équipements. Donc c'est ce genre
20 de caractéristique, de distinction entre ce qu'on
21 va retrouver au Québec par rapport à ce qu'on va
22 retrouver dans d'autres juridictions.

23 En raison de l'application du RTP au Québec
24 et en raison de la méthodologie qui existe et qui
25 est proposée également aux fins d'identifier les

1 éléments du RTP. Bien, on se retrouve avec, au
2 Québec, un vingt pour cent (20 %) de production qui
3 fait partie du RTP, on parle de centrales qui
4 peuvent être importantes en termes de MVA, et qui
5 sont reliées par une ligne qui, elle, n'est pas
6 RTP, les témoins vous ont expliqué de quoi il en
7 retournerait. On parle d'un impact dans le cas d'une
8 ligne, par exemple, qui est locale, alors que la
9 contribution des centrales RTP, peu importe où
10 elles sont situées et comment elles sont
11 raccordées, viendront contribuer à stabiliser le
12 réseau, notamment, en cas de variations de
13 fréquences.

14 Donc, fréquences, on le sait c'est un
15 impact qui est instantanément ressenti sur
16 l'ensemble des équipements du réseau. D'où
17 l'importance d'avoir ce vingt pour cent (20 %) de
18 production. On en a parlé à d'autres fins dans le
19 dossier 3952, on en parle à certaines fins
20 spécifiques également dans le présent dossier,
21 notamment pour les MOD-025 et PRC-006 et 024.

22 Donc, ça c'est notre contexte au Québec. Et
23 on vous a fourni, en réponse à l'engagement 3, une
24 information concernant le nombre de propriétaires,
25 là, qui sont, bien, le nombre de propriétaires de

1 ces fameuses installations de production faisant
2 partie du RTP mais non liées par une ligne RTP,
3 alors divers domaines : éolien, hydroélectrique,
4 thermique. Évidemment, on retrouve deux gros
5 joueurs dans cette liste-là que sont Hydro-Québec
6 Production et RTA.

7 Alors, j'ai reproduit au paragraphe 8 les
8 informations que l'on retrouve au registre sur le
9 site, qui est publié sur le site de la Régie tout
10 simplement et c'est là que je vous prie d'excuser
11 mon erreur, ce ne sont pas des mégawatts mais on
12 devrait y lire des MVA.

13 Alors, ce sont des installations de
14 production qui ont un impact significatif sur le
15 réseau. On voit la puissance importante de ces
16 centrales-là, il y a du trois cents (300) MVA, neuf
17 cent quarante (940), mille soixante-seize (1076)
18 MVA dans le cas de certaines centrales de RTA. Et
19 vous allez trouver au registre les mêmes
20 informations concernant HQP, par exemple certaines
21 centrales qui sont situées le long du Saint-
22 Maurice. Donc voilà pour le contexte, les
23 commentaires introductifs.

24 Maintenant, je vais aborder certains points
25 spécifiques qu'on a abordés ici en audience et qui

1 avaient également fait l'objet de discussions dans
2 une ou plusieurs séances de travail.

3 Alors, en ce qui concerne d'abord la norme
4 EOP-004. Alors tout d'abord je rappelle que EOP ça
5 signifie « Emergency Operations ». Alors, c'est une
6 norme qui vise, qui s'applique à des situations
7 généralement d'urgence. Alors de l'avis du
8 Coordonnateur le texte de la norme au niveau de
9 l'ensemble de ses exigences, il est clair, il est
10 facilement, il peut être facilement mis en oeuvre
11 par les entités et les mesures peuvent être
12 facilement prises comme spécifié à la norme pour
13 démontrer au surveillant le respect de chacune de
14 ces exigences-là. Je vous réfère également, sans le
15 parcourir avec vous, à la réponse, à l'engagement
16 1, là, qui est les réponses fournies par la NERC
17 elle-même.

18 (10 h 10)

19 Alors, je pense qu'il ne fait pas de doute
20 que le seul déclenchement d'une charge
21 industrielle, qu'on appelle en anglais « client-
22 side interruption », n'a pas à faire l'objet d'une
23 déclaration à qui que ce soit dans le cadre de la
24 norme EOP-004. Par contre, ce qu'on va viser ici,
25 bien, c'est des interruptions réseau. Alors qu'il

1 s'agisse d'une interruption d'une charge
2 industrielle dans le domaine de la métallurgie, de
3 la chimie ou plus précisément d'une aluminerie ou
4 d'une cuve, je pense que le Québec ne se distingue
5 pas des autres juridictions là-dessus.
6 D'importantes charges industrielles existent dans
7 l'ensemble des juridictions et je pense qu'avec
8 l'ensemble des discussions qu'on a eues, si doute
9 il y avait, à mon avis, ce doute-là est dissipé par
10 l'ensemble de la preuve.

11 Je vous réfère à l'annexe, à titre d'autres
12 exemples illustratifs, je vous réfère à l'annexe 1
13 de la norme EOP-004. Vous n'avez pas besoin de la
14 prendre, je veux juste vous citer un exemple dans
15 le tableau. Alors à la page 8, là, on mentionne

16 Type d'événement : menaces physiques à
17 une installation.

18 Il n'y a pas que des événements de type électrique
19 qui sont visés par la norme EOP. Alors, les entités
20 BA, TO, TOP, GO, GOP, DP sont visées. Et le seuil
21 de la déclaration est :

22 Menace physique à son installation à
23 l'exclusion des menaces liées à une
24 catastrophe naturelle ou aux
25 conditions météorologiques, qui ont le

1 potentiel de dégrader l'exploitation
2 normale de l'installation.

3 OU

4 Dispositif suspect ou activité
5 suspecte dans une installation.

6 Ne pas déclarer un vol sauf s'il
7 dégrade l'exploitation normale de
8 l'installation.

9 Alors, il y a des événements réseaux, des
10 événements de type électrique, puis il y a des
11 événements également d'une menace physique à
12 l'installation qui sont d'autres exemples
13 d'événements qui doivent être rapportés.

14 Et quand vous prenez connaissance, je
15 pense, de l'ensemble des pages de la norme, y
16 compris chacun des cas de figure présentés à
17 l'annexe 1, et là on a les menaces physiques; les
18 dommage ou destruction à une installation; urgence
19 sur le BES -j'ai évidemment la norme de la NERC
20 ici- excursion de tension dans une installation;
21 dépassement des limites IROL; perte de charge
22 ferme; perte de production.

23 Il y a plusieurs types d'événements qui
24 s'appliquent à l'une ou l'autre des diverses
25 catégories de fonction. Certaines s'appliquent au

1 Coordonnateur de la fiabilité, à l'exploitant du
2 réseau du transport, d'autres aux entités qui sont
3 propriétaires d'installations de production ou
4 exploitants d'installations de production.

5 Alors, c'est une norme qui prévoit donc
6 plusieurs cas, y compris des événements réseaux.
7 Mais en tout cas, j'arrête là parce que je pense
8 que, dans l'industrie électrique en Amérique du
9 Nord, la compréhension de ce qu'est un événement,
10 c'est clair. Vous avez entendu les témoignages des
11 représentants du Coordonnateur là-dessus, notamment
12 monsieur Godbout. Alors, le texte là-dessus qui est
13 suggéré par RTA, à mon avis, est superflu et peut
14 même amener des difficultés d'interprétation. Parce
15 que pourquoi aurions-nous préciser cette chose qui
16 est évidente pour l'industrie électrique dans un
17 cas, mais nous n'aurions pas fait le même genre de
18 précision dans d'autres normes, pour d'autres types
19 de concept qui auraient le même statut? Alors, un
20 dans l'autre, la position du Coordonnateur
21 aujourd'hui, c'est qu'il n'y a pas de doute ou
22 d'interprétation à faire au niveau de ces
23 événements-là à rapporter.

24 Un bref mot sur les dossiers, la Loi sur
25 les dossiers d'entreprise. Je vous ai reproduit

1 l'article 2 de cette loi. C'est l'article qui
2 contient l'interdiction. Il faut bien comprendre
3 que l'interdiction, et je cite, c'est que :

4 Nul ne peut, à la suite ou en vertu
5 d'une réquisition émanant d'une
6 autorité législative, judiciaire ou
7 administrative, extérieur au Québec,
8 transporter ou faire transporter des
9 documents.

10 Donc, ce n'est pas tout envoi de documents à
11 l'extérieur du Québec qui est prohibé, évidemment,
12 ici. C'est un envoi fait à la demande d'une
13 autorité étatique située à l'extérieur du Québec.
14 Alors, si on avait unilatéralement, la FERC, la
15 NERC, le NPCC qui exigeaient d'une entité située au
16 Québec la transmission de documents, on pourrait
17 penser que cette loi-là va trouver application ici.
18 Mais le point que je veux faire avec vous, c'est
19 que, et c'est la puce suivante sous la citation du
20 paragraphe 2 :

21 Il est manifeste que les informations
22 visées ici ne sont pas transmises à la
23 demande d'une autorité étrangère, mais
24 bien à la demande de la Régie.

25 Et ce n'est pas que de la sémantique ce que je vous

1 explique ici. Parce que, de un, c'est fait à la
2 demande de la Régie par le biais d'une norme que la
3 Régie... on demande à la Régie d'adopter. Donc, si
4 la Régie adopte la norme, c'est la Régie qui met en
5 vigueur cette obligation de transmettre un
6 document. Donc, ce n'est pas à la demande d'une
7 autorité américaine, que ce soit la NERC, la FERC
8 ou autres. C'est à la demande de la Régie. Et cette
9 distinction-là, cette discussion-là, elle a eu lieu
10 également dans... ce qui a donné lieu à la décision
11 D-2015-059 dans le dossier R-3999-2009...

12 (10 h 15)

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Vous voulez dire R-3699?

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 3699, voilà, 2009. La Régie a fait l'analyse fine
17 de ce genre de disposition-là. Et elle a demandé au
18 Coordonnateur de préciser dans quel cas est-ce que,
19 lorsqu'on désigne, par exemple, le IRO, on désigne
20 en réalité la Régie et dans quel autre cas devrait-
21 on désigner, par exemple, la NERC. Et la Régie
22 avait fait cette distinction au niveau du maintien
23 d'une part de la fiabilité, puis ensuite la
24 surveillance de la fiabilité.

25 Donc, pourquoi est-ce que je mentionne ces

1 paragraphes 298, 299 et 300 de la décision
2 D-2015-059? Bien, c'est pour démontrer - même si
3 vous le savez déjà, mais je pense que c'est bon de
4 se le rappeler - que cette question-là, elle n'est
5 pas passée sous le tapis, elle a été analysée par
6 la Régie. La question de transmission
7 d'informations a fait l'objet de débat, a fait
8 l'objet d'ordonnance de la Régie, de demande de
9 précision des normes pour préciser le rôle de la
10 Régie dans ces domaines-là.

11 On se retrouve donc ici où on peut, je
12 pense, se satisfaire que c'est véritablement la
13 Régie, à la suite de l'adoption de la norme EOP-004
14 éventuellement dans un contexte où le régime
15 obligatoire à cet égard-là a fait l'objet de débat
16 et de décision devant la Régie. Donc, je pense
17 qu'on peut être confortable à l'effet que c'est
18 véritablement à la demande de la Régie que les
19 informations, en vertu de la norme EOP-004,
20 seraient transmises par les entités, et il y en a
21 plusieurs qui exercent plusieurs types de fonction,
22 vont transmettre donc à la NERC.

23 Je vous réfère également au texte plus
24 détaillé que le Coordonnateur a fourni en réponse à
25 certaines prétentions des intervenants. Et c'est la

1 pièce HOCMÉ-8, Document 1. Et je vous réfère
2 particulièrement aux pages 4 de 7 et 5 de 7 où
3 cette question de distinction, d'une part, entre la
4 transmission d'informations à des fins de maintien
5 versus de surveillance de la fiabilité est
6 expliquée, et également le texte de la Loi sur les
7 dossiers d'entreprise. Donc, tout ça pour dire que,
8 de notre avis, il n'y a pas de contravention
9 possible à la Loi sur les dossiers d'entreprise du
10 fait de l'adoption et de l'entrée en vigueur de la
11 norme EOP-004 telle que soumise par le
12 Coordonnateur.

13 Passons maintenant à la norme MOD-025. Les
14 normes MOD concernent, comme le nom le dit, la
15 modélisation du réseau sur la base de certaines
16 données. Dans le cas particulier de la MOD-025, je
17 l'ai lu tantôt aux témoins, et je le relis ici :

18 L'objet de la norme est de donner
19 l'assurance que l'information juste, à
20 propos des capacités de puissance
21 active et réactive brute et nette des
22 groupes de production et des capacités
23 de puissance réactive des
24 compensateurs synchrones, soit
25 disponible aux fins des modèles de

1 planification qui servent à évaluer la
2 fiabilité [...].

3 Les mots clés dans ça « donner l'assurance que
4 l'information juste, à propos » - dans ce cas-ci,
5 on a - « des capacités de puissance active et
6 réactive », dont certaines caractéristiques des
7 installations de production. Et l'autre mot clé
8 « soit disponible aux fins des modèles de
9 planification qui servent à évaluer la fiabilité du
10 réseau ».

11 (10 h 19)

12 Donc, on a besoin, et c'est ce que nous
13 expliquaient les témoins ce matin, on a besoin
14 d'avoir dans les modèles de planification, les
15 données justes concernant les installations de
16 production qui font partie du RTP pour exploiter le
17 réseau de façon fiable. Et on pourrait dire en
18 ayant, pour l'exploitant de réseau, à sa
19 disponibilité, une bonne information. Donc, en cas
20 d'événement, l'exploitant sait sur quelle
21 installation il peut compter et quelle est la
22 puissance de cette installation-là, par exemple,
23 non pas en vertu d'une donnée qui date de plusieurs
24 années, mais en vertu d'une donnée juste, à jour,
25 qui a été testée parce que la norme nous parle de

1 faire des essais sur ces installations-là.

2 Alors, prenons, dans les exigences de la
3 norme, l'exigence 1 et 2, alors chaque propriétaire
4 d'installation de production doit fournir à son
5 planificateur du réseau de transport une
6 vérification de la capacité de puissance active de
7 ses installations visées selon les modalités
8 suivantes. Alors là, on a certains détails
9 techniques et on réfère aux annexes 1 et 2. Et
10 c'est un peu la même règle que l'on retrouve à
11 l'exigence 2 où, ici, on va parler d'une capacité
12 de puissance réactive. Donc une vérification,
13 encore une fois, exigence 1, puissance active,
14 exigence 2, puissance réactive. C'est un exemple.

15 Et si on continue dans la norme, je passe
16 la question des VSL pour me retrouver à la page 13
17 de 21 de la norme. À titre d'exemple, on va parler
18 de la périodicité des vérifications. Alors, on nous
19 dit, par exemple, au pa... que la périodicité des
20 vérifications de capacité de puissance active et
21 réactive est la suivante. Et là, bien on a aux
22 paragraphes 1, 2, 3 certaines prescriptions au
23 niveau de délais, de... soit un maximum de
24 soixante-six (66) mois civils, un délai de douze
25 (12) mois civils, alors on a diverses modalités

1 ici. Et je prends, par exemple, le début du
2 paragraphe 1 :

3 Pour une vérification à partir d'un
4 essai de performance...

5 Donc, c'est une des façons. Et l'autre façon qu'on
6 y retrouve, c'est une... il me semble que c'était
7 sur la base des données, là... attendez, je vais
8 juste relire le texte pour vous donner la bonne...
9 le bon point que je voulais faire valoir. Alors
10 voilà, donc paragraphe 1, c'est une vérification à
11 partir d'un essai de performance et paragraphe 2,
12 une vérification à partir de données
13 d'exploitation. Donc, deux méthodes pour faire
14 cette vérification-là. Et au paragraphe 3, peu
15 importe la méthode utilisée, bien on parle, à ce
16 moment-là, du délai que l'on doit appliquer.

17 Et je pense qu'en prenant connaissance de
18 ce détail-là que l'on retrouve dans la norme, on
19 peut bien comprendre le témoignage des
20 représentants de l'exploitant qu'on a entendus ici
21 ce matin qui ont témoigné devant vous de
22 l'importance d'avoir des données. Et
23 particulièrement, je pense, dans le cas de RTA qui
24 a témoigné hier à l'effet que ses installations
25 dataient, dans certains cas, des années vingt (20),

1 par exemple, bien c'est très important pour le
2 Coordonnateur d'avoir des données, particulièrement
3 dans ce contexte-là, des données à jour qui vont
4 résulter des essais de performance ou de données
5 d'exploitation selon l'un ou l'autre dans le cas
6 qu'on retrouve ici.

7 Je rappelle que les données doivent être
8 transmises au Planificateur. Le Planificateur, au
9 Québec, c'est Hydro-Québec TransÉnergie dans ses
10 fonctions de planification. Il est le planificateur
11 pour l'ensemble de l'interconnexion du Québec et
12 toutes les entités assujetties aux normes de
13 modélisation doivent fournir certaines données au
14 Planificateur qui va intégrer l'ensemble de ces
15 données-là dans ses modèles de planification qui
16 vont être rendus disponibles pour l'exploitation du
17 réseau. Donc, ce n'est pas pour les besoins
18 d'Hydro-Québec que c'est fait, mais c'est pour les
19 besoins de la planification. Et on sait que la
20 NERC, il existe dans le modèle fonctionnel de la
21 NERC la fonction de planificateur.

22 (10 h 24)

23 Donc, le champ d'application de cette norme
24 ne devrait pas avoir de surprises ici, c'est pour
25 l'Annexe Québec de la norme RTP. J'ai dit tout à

1 l'heure que le BES américain n'est pas l'équivalent
2 du RTP au Québec. Alors, dans la norme NERC on
3 retrouve le champ d'application suivant. Je prends,
4 par exemple, pour les installations, section
5 4.2.1 :

6 Groupe de production de plus de vingt
7 (20) MVA puissance nominale brute
8 raccordée directement au système de
9 production transport d'électricité.

10 C'est le BES. Ça c'est la norme de la NERC, donc
11 être raccordée directement au BES. Quand on prend
12 l'Annexe Québec, on va faire référence au RTP.

13 Alors, je prends la même section, 4.2.1 :

14 Groupe de production faisant partie du
15 réseau de transport principal.

16 On ne précisera pas ici le seuil de vingt (20) MVA,
17 par exemple. Parce que, quand on détermine les
18 éléments du RTP, il y a un seuil de soixante-quinze
19 (75) MVA et un autre seuil entre cinquante (50) et
20 soixante-quinze (75) MVA.

21 Et quand on dit également, dans la norme de
22 la NERC, et c'est un commentaire que j'ajoute, que
23 l'installation de production doit être raccordée
24 directement au BES, bien, on se rappelle que le BES
25 inclut toutes les lignes de cent (100) kV et plus.

1 Alors, si on reprenait l'argument que mon confrère
2 a mentionné, avec les témoins, hier ou mardi, à
3 l'effet qu'une traduction littérale de la norme
4 signifierait « directement raccordées au RTP »,
5 bien, on voit que l'adéquation n'est pas du tout
6 là. Parce que ces centrales-là, de RTA, sont
7 reliées par des lignes d'une tension supérieure à
8 cent (100) kV, là.

9 Alors, si on appliquait le BES ici, elles
10 seraient incluses, elles seraient directement
11 raccordées au BES, là. Alors, même si j'appliquais
12 le critère du BES ici, au Québec, bien, les
13 centrales seraient visées par la norme. Je dis ça
14 au passage simplement pour répondre à l'argument de
15 reproduire de façon littérale. Je ne suis pas
16 d'accord avec cet argument parce que je pense que
17 la façon correcte de reproduire le champ
18 d'application aux fins du Québec, bien, c'est de
19 refléter le RTP, d'une part. Et, d'autre part, une
20 des raisons... peut-être même la raison principale
21 pour laquelle les centrales RTP sur lignes noires
22 sont justement identifiées au RTP, bien, c'est pour
23 l'application de ces normes MOD-025, PRC-006,
24 PRC-024. Ces normes-là sont très importantes pour
25 le maintien de la fiabilité et l'exploitation

1 fiable du réseau, vous l'avez entendu ce matin. Et
2 il n'y a aucune raison pour laquelle des centrales,
3 qui font partie du RTP, devraient être exemptées de
4 l'application de cette norme-là. Il n'y en a pas.
5 Et je ne me souviens pas avoir entendu, de la part
6 de RTA, un argument technique ou un argument ayant
7 trait à la... aux spécificités du Québec relié à
8 ça. Je pense que c'est un argument de texte qu'on
9 vous fait valoir ici. « Directement raccordées au
10 BES » devrait être, selon RTA, « directement
11 raccordées au RTP ».

12 De l'avis du Coordonnateur, cette façon de
13 transposer le champ d'application ne fait pas de
14 sens. Donc, je ne crois pas qu'il y ait une preuve
15 valable devant vous qui vous permette, comme
16 décideur, de conclure qu'il n'est pas requis que
17 toutes les centrales qui sont raccordées au RTP par
18 une ligne qui, elle, n'est pas RTP devraient être
19 exclues de l'application de cette norme-là. Et je
20 rappelle qu'il n'y a pas que RTA, il y a des
21 centrales d'Hydro-Québec Production et de
22 l'ensemble des seize (16) propriétaires, que l'on a
23 mentionnés en réponse à l'engagement 1.

24 (10 h 29)

25 Et la conséquence de donner raison à la

1 suggestion de RTA, bien, ce serait d'exclure, ni
2 plus ni moins, que vingt pour cent (20 %) de la
3 production de l'application de cette norme-là, qui
4 est importante. Donc, on perd un peu plus de neuf
5 mille mégawatts (9000 MW) de données fiables,
6 justes et vérifiées, disponibles au Planificateur
7 et à l'exploitant.

8 Aux fins d'application de la norme MOD-025
9 et de la norme TOP-002, le Coordonnateur a pris
10 l'engagement devant la Régie de réviser sa... sa
11 procédure IQ-P-001 de manière à harmoniser
12 l'application, par ailleurs, des deux normes qui
13 seraient adoptées par la Régie pour alléger le
14 fardeau administratif des entités. Je pense que
15 c'est une chose qui est souhaitable et c'est le
16 même objectif d'ailleurs que je vais vous...
17 d'alléger le fardeau administratif dont je vais
18 vous parler par ailleurs pour la norme PRC-024 tout
19 à l'heure.

20 Donc à la quatrième puce, là, sous le
21 paragraphe 10 j'ai indiqué : « La question des
22 centrales RTP non raccordées au RTP est utile »,
23 mais j'aurais peut-être dû dire « pertinente » au
24 présent dossier, principalement donc pour
25 l'application des normes MOD-025, PRC-006, PRC-024.

1 Le fait que le champ d'application de cette norme-
2 là soit le RTP ne devrait pas être controversé. Et
3 je vous réfère au témoignage à caractère technique
4 des représentants du Coordonnateur que vous avez
5 entendu au cours de l'audience. Alors je pense que
6 monsieur Godbout en a fait mention, monsieur
7 Langlois en a fait mention également et ce matin
8 vous avez également monsieur Bastien et monsieur
9 Lefebvre qui en ont parlé de façon à mon avis
10 convaincante.

11 J'aborde brièvement le sujet des norme MOD-
12 001, MOD-008 et MOD-029. Vous avez eu toutes les
13 explications par les témoins du Coordonnateur. Donc
14 la demande que l'on fait aujourd'hui c'est de
15 demander à la Régie d'adopter ces normes-là et de
16 retarder leur entrée en vigueur pour que cette
17 entrée en vigueur-là coïncide avec celle des
18 éventuelles modifications aux Tarif et conditions
19 qui sont faites par le Transporteur.

20 Ce que je voulais ajouter c'est que c'est
21 une façon de... les modifications aux Tarif et
22 conditions de cette nature-là c'est quelque chose
23 qui est attendu, qui est prévisible. Alors je vous
24 réfère à la décision D-2012-010, qui est dans le
25 dossier 3669-2008, Phase 2, du Transporteur. Et je

1 vous cite les paragraphes 147, 148, sous « Opinion
2 de la Régie » :

3 [147] La Régie constate que les
4 dispositions liminaires de l'appendice
5 C-1, tout comme celles de l'appendice
6 C actuellement en vigueur, prévoient
7 que les critères et lignes directrices
8 de la NERC sont suivies par le
9 Transporteur pour évaluer l'ATC, en
10 vertu de l'entente du Transporteur
11 avec le NPCC.

12 Alors :

13 [148] Sous réserve
14 Paragraphe 148.
15 des autres conclusions contenues à la
16 présente décision, la Régie ne juge
17 pas nécessaire de retarder
18 l'application de la méthodologie et
19 des algorithmes proposés à l'appendice
20 C-1 pour le calcul de l'ATC ferme et
21 de l'ATC non ferme, dans l'attente de
22 l'approbation des normes de fiabilité
23 au Québec relatives à ce sujet. Cette
24 méthodologie et ces algorithmes sont
25 utilisés pour le calcul des ETC et ATC

1 et réfèrent aux pratiques de
2 l'industrie. Ils pourront être ajustés
3 ultérieurement, au besoin, lorsque les
4 normes de fiabilité pertinentes auront
5 été approuvées par la Régie.

6 Alors c'est précisément dans cette situation-là que
7 l'on se retrouve, donc c'était quelque chose que la
8 Régie envisageait, donc une possibilité que ce
9 genre de discussion-là ait lieu. Et je pense qu'on
10 s'inscrit donc dans le corpus décisionnel de la
11 Régie lorsque le Transporteur est venu vous
12 mentionner qu'il ferait l'évaluation des... de la
13 norme une fois adoptée et proposerait, le cas
14 échéant, des modifications au tarif.

15 Pour le Coordonnateur on s'attend, cela
16 dit, à une entrée en vigueur... je pense que c'est
17 au début de deux mille dix-huit (2018) pour
18 cette... ces normes de fiabilité cependant.
19 (10 h 34)

20 Passons maintenant aux normes FAC-010, FAC-
21 011 et TPL-001. Je rappelle que les normes FAC-010,
22 FAC-011 sont à l'étude ici pour le retrait de
23 l'exigence 5 en application d'une décision d'une
24 ordonnance de la FERC, on a parlé du paragraphe 81.
25 Alors, j'ai écrit au paragraphe 12 de la page 5 du

1 plan l'engagement du Coordonnateur, donc :

2 Le Coordonnateur s'engage à soumettre
3 à la consultation publique,
4 J'aurais peut-être dû dire « des entités visées par
5 les normes de fiabilité ».
6 une disposition particulière
7 consistant en une modalité
8 d'application pour l'application du
9 défaut triphasé pour les réseaux RTP
10 non-Bulk.

11 Et, vous ne retrouverez pas les mots « grand-père »
12 dans cette proposition. Je l'ai appelé une modalité
13 d'application. Je pense que ça décrit bien
14 l'engagement du Coordonnateur.

15 Alors, d'ici à ce que cette modalité soit
16 présentée à la Régie et éventuellement adoptée puis
17 entre en vigueur, le Coordonnateur propose le statu
18 quo. Et nous croyons que la façon la plus simple et
19 efficace de s'assurer de ce statu quo et de ne pas
20 adopter d'Annexe Québec particulière pour ces
21 normes-là parce que, par exemple, c'est sûr qu'on a
22 évalué beaucoup d'options, là, au lieu du défaut
23 triphasé, pourrait-on prendre le défaut biphasé,
24 pourrait-on prendre le défaut monophasé, pourrait-
25 on identifier certains critères qui s'appliquent ou

1 non. Cette évaluation-là, elle est complexe, on
2 n'est pas en mesure de la faire de façon certaine.
3 On n'est pas en mesure, on ne sait pas d'ailleurs
4 du côté du Coordonnateur qu'en est-il par exemple
5 au réseau de RTA, ce n'est pas le seul visé mais
6 c'en est un, est-ce que ça passe le critère
7 monophasé dans toutes les configurations? On ne le
8 sait pas.

9 Donc, plutôt que de s'aventurer dans ce
10 terrain glissant, nous croyons que la Régie
11 pourrait prononcer le statu quo dans sa décision et
12 je vous propose un texte, premier paragraphe donc,
13 complet, de la dernière page, page 6 du plan
14 d'argumentation, donc :

15 Jusqu'au 31 mars 2018...

16 Et on se donne une période de un an.

17 ... la Régie...

18 Et c'est la Régie qui parlerait. Évidemment, c'est
19 notre proposition, on est conscient que la Régie en
20 fera sa propre analyse.

21 La Régie précise qu'aux fins des
22 normes FAC-010, FAC-011 et FAC-014, le
23 calcul des limites d'exploitation SOL
24 pour les réseaux RTP non-Bulk qui
25 n'ont pas été conçus pour

1 l'application des critères de
2 performance qui y sont prévus...

3 Le Y ici réfère à ces normes-là, il n'y a pas que
4 le critère triphasé, alors il y a certains autres
5 critères également. Donc :

6 ...qui n'ont pas été conçus pour
7 l'application de ces critères de
8 performance qui y sont prévus,
9 notamment le critère du défaut
10 triphasé soit effectué selon la
11 méthodologie actuellement utilisée par
12 le Coordonnateur.

13 Alors, je pense que ça n'empêcherait pas, ce type
14 de paragraphe dans la décision de la Régie
15 n'empêcherait pas Hydro-Québec et RTA d'avoir des
16 discussions pour de nouveaux besoins qui pourraient
17 survenir, les témoins en ont parlé, il y a toutes
18 sortes d'ajustements qui ont été fait, donc je
19 pense que cette ordonnance-là dans la décision
20 permettrait aux parties de continuer à faire
21 évoluer leurs échanges. Toutefois, il n'y aurait
22 pas d'application, donc, de ces critères de
23 performance, donc pas d'application du défaut
24 triphasé, pas d'obligation pour le Coordonnateur
25 d'appliquer le défaut triphasé et je pense que ça

1 serait satisfaisant, je l'espère, pour RTA et en
2 tout cas ça serait satisfaisant pour le
3 Coordonnateur.

4 Le Coordonnateur, à la suite de la présente
5 audience, va commencer à travailler sur ça.
6 Évidemment, ce sera concrétisé dans la décision de
7 la Régie et on verra ce que la Régie décidera à ce
8 moment-là, mais l'objectif du Coordonnateur c'est
9 de soumettre, donc, une modalité d'application avec
10 le niveau de détails qui sera requis. Donc, peut-
11 être relativement détaillé, peut-être un peu moins,
12 il est trop tôt pour le dire, mais la présentation
13 PowerPoint du Coordonnateur mentionnait les deux
14 grandes orientations que l'on y voyait. Donc, il y
15 aura une proposition qui sera préparée, qui sera
16 soumise aux entités, les entités pourront faire
17 leurs commentaires et par la suite, bien, cette
18 modalité-là sera soumise à la Régie, sous forme de
19 disposition particulière pour ces normes-là et on
20 pense que l'horizon du trente et un (31) mars deux
21 mille dix-huit (2018) est correct dans ce sens-là.
22 (10 h 39)

23 Je pense à la norme PCR-024. Alors, je
24 rappelle en débutant que, à même - dans le cas de
25 cette norme-là - à même la norme de la NERC, on

1 retrouve une variante régionale Québec. Il n'y a
2 pas juste Québec, il y a certaines autres régions
3 également. Donc, à même la norme de la NERC, et le
4 Coordonnateur, lui, propose un ajustement dans
5 l'Annexe Québec pour modifier cette variation
6 régionale pour les motifs qui ont été présentés
7 dans l'ensemble de la preuve, séances de travail,
8 etc.

9 Ce qui est intéressant à cet égard-là,
10 c'est le témoignage de monsieur Godbout qui nous
11 parlait de la tension entre le TO et le TOP; entre
12 le propriétaire des équipements et l'exploitant du
13 réseau. Le mot « tension », évidemment ce n'est pas
14 une tension électrique, là, mais c'est des
15 discussions ou le dialogue entre ces unités-là, ces
16 catégories de fonction là.

17 Par exemple, sans entrer dans le détail,
18 croyez-moi, lorsqu'il était question des courbes
19 applicables au transformateur dans la norme PRC-
20 025, bien, monsieur Godbout, et je pense qu'il y a
21 un témoin également du Transporteur qui a expliqué
22 que l'exploitant, lui, il a intérêt, pour préserver
23 la stabilité de son réseau sous sa juridiction à ce
24 que les équipements demeurent en service malgré
25 certaines perturbations, alors que le propriétaire

1 d'installation de transport, comme le
2 Transformateur, lui, bien a intérêt à ce que ses
3 équipements, je vais utiliser le mot
4 « débarquent », là, soient déconnectés et que les
5 protections opèrent dans certaines circonstances.
6 L'exemple qu'on a entendu c'est que, en haut de
7 cent quarante degrés (140o) Celsius, la durée de
8 vie d'un transformateur passait environ deux ans,
9 dans un cas donné, versus, j'imagine, de nombreuses
10 années dans d'autres cas.

11 Alors, il s'agit donc de trouver un
12 équilibre entre les besoins de stabilité du réseau
13 de l'exploitant, TOP, et les besoins des
14 propriétaires de ces équipements de transport là.
15 Pour la norme PRC-025, je crois qu'on l'a trouvé,
16 et je ne reviens pas sur les propositions, mais
17 elles ont été amplement discutées et je pense que
18 la preuve était adéquate pour que la Régie puisse
19 adopter la norme PRC-025. Mais, je reviens à PRC-
20 024.

21 Dans le cas de RTA, on nous a parlé de la
22 courbe applicable en surtension. Alors, veuillez
23 excuser mon lapsus, je parlais de la norme PRC-023
24 pour la question des transformateurs et non de 25.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 C'est ce que j'étais pour vous demander, justement,
3 dans quelle norme vous êtes. Dans le PRC, quel
4 numéro vous étiez rendu parce que là je ne vous
5 suivais plus.

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 Mais je n'en parlerai pas plus de cette norme PRC-
8 023. Je pense que c'est préférable pour tout le
9 monde.

10 Donc, je reviens à la norme PRC-024. Donc,
11 dans la norme de la NERC, vous avez par exemple à
12 l'annexe 2, là, une courbe de tenue aux excursions
13 de tension en fonction de la durée, et vous avez
14 dans l'Annexe Québec, de la même norme, une autre
15 courbe qui est proposée et qui a fait l'objet de
16 discussions dans la présente audience.

17 Alors, d'une part vous avez entendu les
18 témoins du Coordonnateur qui ont expliqué que cette
19 proposition de courbe à l'annexe 2 de la norme pour
20 l'Annexe Québec est souhaitable puisque, étant
21 collé sur les exigences de raccordement du
22 Transporteur, qui s'applique par ailleurs aux
23 entités, à plusieurs entités, notamment par exemple
24 des parcs éoliens, bien ça faisait en sorte
25 d'alléger le fardeau administratif de conformité

1 pour ces entités-là, elles n'ont qu'à respecter une
2 seule courbe, donc, un seul... un seul ensemble
3 d'éléments à démontrer pour la conformité;
4 conformité à une seule courbe. C'est un avantage
5 pour le régime de fiabilité.

6 (10 h 44)

7 Dans le cas de RTA, je crois comprendre que
8 l'un des problèmes que cette entité y voit concerne
9 le début de la courbe. Et sur ce point-là, le
10 représentant du Transporteur, monsieur Dusseault,
11 est venu mentionner qu'il s'agissait
12 essentiellement de parafoudres, hein, qui
13 permettaient le maintien en service d'équipements
14 malgré une importante surtension, comme la foudre
15 ou comme certaines surtensions que l'on peut
16 ressentir en cas de manoeuvres sur le réseau. Et
17 tout ça est requis encore une fois en raison de la
18 sensibilité de l'interconnexion du Québec aux
19 variations de fréquences. C'est le témoignage que
20 vous avez entendu de monsieur Dusseault.

21 Du côté de RTA, le problème en fait, c'est
22 qu'on a peu ou pas d'informations concernant
23 l'impact d'application de cette courbe-là. Et vous
24 aurez une décision, je pense, à prendre dans ce
25 contexte-là, une décision importante, parce qu'il y

1 a eu une consultation des entités relativement à
2 cette Annexe Québec. Il y a eu des séances de
3 travail relativement à cette courbe de l'Annexe
4 Québec également.

5 Et encore aujourd'hui, on n'a pas
6 d'évaluation de l'impact d'application de la
7 proposition à l'entité RTA. L'évaluation n'a pas
8 été faite. On a qu'une vague idée. Est-ce que des
9 réglages différents pourraient être faits sur
10 certains équipements ou relais? Peut-être. Y a-t-il
11 des investissements requis, de quelle ampleur? On
12 n'est pas certain de ça. On ne sait pas quel niveau
13 d'investissement non plus serait requis.

14 Pourtant, c'est un intrant important tant
15 au Coordonnateur que pour la Régie. Alors, une fois
16 qu'on sollicite donc les entités pour obtenir leur
17 évaluation de l'impact, c'est leur travail, c'est
18 leur fardeau de fournir l'évaluation de l'impact.
19 Et évaluer l'impact d'application d'une norme, ce
20 n'est certainement pas d'avoir à l'évaluer. Hein,
21 on s'entend, ici, c'est comme s'il y avait une
22 réticence à procéder à l'évaluation de l'impact. Et
23 on ne l'a pas. Et je pense que c'est un problème.

24 Vous avez donc devant vous une entité qui
25 vient faire des représentations relativement à

1 cette courbe, mais nous n'avons pas l'information
2 quant à l'impact si on a appliqué cette courbe sur
3 l'entité, en dollars, en équipements, en travaux à
4 faire ou autres. Tout ce qu'on sait, c'est qu'il
5 faudrait faire une évaluation de l'impact. Alors,
6 est-ce que la décision à rendre dans ce contexte-là
7 est d'exempter l'entité qui n'a pas fait la preuve
8 de l'impact sur ses installations? Je ne crois pas,
9 dans la mesure où vous avez entendu une preuve
10 détaillée sur cette question-là par plusieurs
11 témoins. Vous avez entendu une preuve également
12 détaillée de son bien-fondé pour l'interconnexion
13 du Québec.

14 Et en l'absence de preuve d'impact sur
15 l'entité RTA, je ne pense pas que la Régie a même
16 tout en main pour pouvoir décider d'exclure
17 certaines installations de la proposition du
18 Coordonnateur. Alors, c'est le fardeau des entités
19 qui demandent de telles exemptions de venir
20 expliquer à la Régie quels sont les impacts. Et sur
21 la base de cette information-là, la Régie peut
22 prendre une décision éclairée. Ici, ce n'est pas le
23 cas.

24 (10 h 49)

25 Et je vais parler tantôt des commentaires

1 relativement aux séances de travail. C'est
2 certainement une piste d'amélioration. Il faut...
3 On n'est plus au début de l'examen des normes de
4 fiabilité et du régime obligatoire. Ça fait
5 plusieurs années que les normes ont... dans le
6 cadre de ces trois dossiers-ci, d'adopter plusieurs
7 normes, d'autres normes vont, on l'espère, être
8 adoptées également par la Régie puis entrer en
9 vigueur. Je crois que, et le Coordonnateur croit
10 que rendu à l'étape d'une audience, après avoir
11 travaillé tous très fort dans le cadre de
12 nombreuses séances de travail, il y a un minimum
13 d'informations de travail qui aurait dû être fait
14 par certaines entités.

15 Et oui, le nouveau régime obligatoire de
16 fiabilité peut amener certains coûts pour les
17 entités et je pense que votre collègue, maître
18 Turgeon, l'a reconnu dans une récente décision
19 concernant le dossier R-3947. Mais ici, on n'est
20 même pas là, on est dans... l'entité doit évaluer
21 l'impact. Alors, c'est un peu regrettable qu'on se
22 retrouve ici dans cette situation-là et je ne pense
23 pas... et je vous le soumets très respectueusement,
24 je ne pense pas que la réponse à ça serait une
25 exemption accordée à l'entité. Je pense que si vous

1 voulez explorer cette notion, cette question-là de
2 l'entité, bien celle-ci devra, un jour ou l'autre,
3 fournir son évaluation. D'ici là, nous demandons à
4 ce que la norme s'applique.

5 Enfin, un dernier sujet, c'est le
6 paragraphe 15, les commentaires relativement aux
7 séances de travail. Donc selon notre compréhension,
8 ces séances de travail là servent à une
9 compréhension commune, là, tant du Coordonnateur,
10 de son personnel, du personnel technique et autres
11 de la Régie et des intervenants ou des entités
12 visées qui participent à ces séances de travail là.
13 Et c'est certainement une chose qui est
14 souhaitable. Et cette compréhension des normes de
15 la NERC et des propositions Québec du
16 Coordonnateur, bien, permettent également de
17 réduire la portée des demandes de renseignements
18 qui sont faites au cours de dossiers
19 réglementaires.

20 Et dans le cas présent, je pense qu'un
21 élément qui est très positif, c'est que diverses
22 décisions partielles d'adoption et d'entrée en
23 vigueur de normes sont intervenues en cours de
24 route. Et je pense que ça, c'est très positif et
25 c'est une bonne chose, ça permet de mettre derrière

1 nous certaines normes pour passer à d'autres
2 sujets. Je dirais qu'une amélioration peut-être
3 possible qui est soumise par le Coordonnateur, bien
4 vous savez qu'on a proposé dans un dossier récent,
5 un dossier continu d'adoption de normes, où un ou
6 plusieurs régisseurs pourraient être désignés dans
7 le cadre de ce dossier continu et procéder à
8 l'évaluation en continu de normes, de modifications
9 au glossaire, de modifications au registre dans le
10 but d'avoir un peu plus de fluidité maintenant que
11 le gros de l'analyse des normes est complété.

12 Une amélioration pourrait donc être, dans
13 ce contexte-là, si jamais c'était une proposition
14 qui était accueillie par la Régie, après une séance
15 de travail, si on se rend compte qu'il y a des
16 normes qui requièrent encore d'autres explications,
17 on devrait tout de suite les traiter soit en
18 audience viva voce ou par voie de consultation
19 écrite pour que la Régie se prononce. Évidemment,
20 dans ce cas-ci, ça sera un régisseur. On ne
21 s'attend pas à ce qu'il y ait des régisseurs
22 présents à chaque séance de travail, bien qu'on ne
23 s'y opposerait pas. Mais donc, lorsqu'on constate
24 un enjeu après une séance de travail, bien si on a
25 un dossier continu, bien on aurait le forum

1 facilement accessible pour qu'un régisseur se
2 prononce sur ces normes-là et comme ça, bien on
3 pourrait mettre un ensemble de normes derrière nous
4 puis continuer le travail vers les autres normes ou
5 autres projets qui seront soumis par le
6 Coordonnateur. Je pense que c'est un des
7 commentaires qu'on a faits, c'est-à-dire que pour
8 l'avenir, on va soumettre des normes qui vont se
9 calquer sur les projets de développement de la NERC
10 aux États-Unis.

11 (10 h 54)

12 Le point de départ de toutes ces
13 discussions-là devrait être, à notre avis, que les
14 normes de la NERC sont... je vais utiliser le mot
15 « bonnes », elles sont bonnes, elles ont été
16 développées par l'industrie, l'industrie. Donc,
17 vous avez, je pense, notamment dans ce dossier-ci,
18 entendu des témoins qui parlaient de leur statut
19 d'observateur au comité de rédaction ou vous avez
20 des personnes également qui étaient des SME, des
21 « subject matter expert », là, des experts de
22 certaines normes et qui ont des discussions avec la
23 NERC. Alors, c'est une fenêtre qui vous permet de
24 voir que c'est un domaine qui est vivant. Il y a
25 des discussions continuelles, il y a des

1 améliorations continues qui font l'objet de
2 votre industrie également. Alors, lorsqu'une norme
3 est présentée par le Coordonnateur, bien, c'est une
4 norme qui a été votée par l'industrie. Évidemment,
5 ce n'est pas ma prétention, puis je veux être très
6 clair là-dessus, qu'on doit prendre cette norme-là
7 puis l'appliquer au Québec en se fermant les yeux,
8 là. On va viser la cohérence. Et, oui, il y a des
9 variations pour l'interconnexion du Québec. Il y en
10 a qui sont en vigueur, j'en ai nommé quelques-unes
11 tantôt au niveau des caractéristiques de
12 l'interconnexion du Québec et il y en a
13 certainement d'autres.

14 Donc, un accueil, je dirais, favorable à la
15 base des normes de la NERC, adaptation à la réalité
16 du Québec de manière à obtenir une cohérence avec
17 l'ensemble des juridictions de l'Amérique du Nord.

18 Évidemment, à notre avis, le travail
19 d'analyse des impacts des entités doit être fait en
20 amont, hein, de ces audiences éventuelles de la
21 Régie. En amont même des séances de travail où, si
22 des informations sont requises, bien, au moins,
23 dans le cadre des séances de travail, bien, on
24 devrait obtenir ces évaluations d'impacts là. Par
25 exemple, l'entité ELL avait des commentaires sur ce

1 qu'elle percevait comme étant une disparité de
2 langage entre le texte de certaines normes et le
3 texte des Tarif et conditions. Elle a exprimé
4 clairement certains commentaires. Par exemple, la
5 notion de TRM, la notion de CBM, qu'on le
6 retrouvait à un endroit mais pas dans l'autre.
7 Alors, c'est un commentaire précis, qui permet de
8 comprendre quel est l'impact qu'on voit sur cette
9 entité-là.

10 Et je pense que ça devrait être fait donc,
11 pour l'ensemble des évaluations d'impacts que les
12 entités soumettent. Même chose, par exemple, pour
13 les limites SOL, dont on a parlé hier, lorsque je
14 questionnais le témoin de RTA. Et je réfère aux
15 normes FAC-010, 011. On a vraiment une vue...
16 évidemment, personne ne s'attend à ce qu'on ait des
17 valeurs de limites SOL mais même l'évaluation en
18 plus, en moins, qu'est-ce qui affecte quoi, n'a pas
19 été faite. C'était très, très parcellaire comme
20 évaluation aussi. Je pense que ça n'aurait pas nui
21 si on avait eu... cette entité avait soumis à la
22 Régie une évaluation d'impacts un peu plus
23 détaillée. Évidemment, on ne peut pas exiger des
24 entités des choses qu'elles ne sont pas capables de
25 livrer mais je pense qu'ici, ça pourrait être un

1 exemple, là, d'amélioration continue de ces
2 processus.

3 Je rappelle qu'il y a des consultations,
4 des séances de travail et des audiences, donc on a
5 tout le loisir de compléter la preuve au moment le
6 plus rapide dans ce processus-là.

7 Donnez-moi quelques instants, s'il vous
8 plaît, pour que je vérifie avec les représentants
9 du Coordonnateur s'il n'y a pas d'autres éléments à
10 vous soumettre.

11 (10 h 59)

12 Je vais ajouter deux commentaires sur le
13 dernier point, le dernier sujet qui est celui des
14 séances de travail.

15 Le premier point qu'on soumet c'est que le
16 Coordonnateur et d'autres entités du Transporteur
17 sont de plus en plus actives auprès de la NERC, de
18 sorte que des... pour faire comprendre à la NERC
19 les caractéristiques de l'interconnexion du Québec,
20 caractéristiques distinctes. De sorte que des
21 variantes régionales Québec comme la norme PRC, par
22 exemple, 24 que vous avez ici, on devrait en voir
23 de plus en plus. Parce qu'en amont, les
24 représentants du Coordonnateur et d'autres entités
25 vont essayer d'influencer la NERC pour que la

1 spécificité du Québec soit déjà prise en compte
2 dans le texte de la norme de la NERC en amont. Ça,
3 je pense que c'est un élément important qui peut
4 également venir contribuer à l'efficacité du
5 processus réglementaire.

6 Sans compter également que nous sommes une
7 juridiction qui doit traduire les normes. À ma
8 connaissance, les Mexicains doivent également faire
9 la même chose. Mais considérant que le texte des
10 normes devrait être traduit, puis on sait que
11 parfois en traduisant on se rend compte de
12 certaines difficultés de rédaction,
13 d'interprétation, on dit « traduire c'est trahir »,
14 mais dans ce cas-ci on aimerait ça éviter de trahir
15 pour que le texte anglais soit plus facilement
16 traduisible en français sans avoir à requestionner
17 ou sans avoir à se demander qu'est-ce qu'on voulait
18 dire exactement dans le texte anglais. Donc ça
19 également, en amont, les représentants du
20 Coordonnateur et de d'autres catégories de
21 fonction, là, vont tenter d'influencer la NERC pour
22 que ce soit plus facilement donc traduisible vers
23 le français. Ce qui va également, à mon avis, être
24 une amélioration à notre processus ici.

25 Et finalement le point que... le dernier

1 point qu'on... qu'on me soumet, là, et que je vous
2 soumetts c'est : au niveau des séances de travail,
3 je vous disais tantôt lorsqu'on... lorsqu'on
4 identifie des enjeux qu'on ne peut pas régler après
5 une séance de travail, peut-être que d'aller
6 directement vers une adjudication par un régisseur
7 au lieu de... au lieu de revenir pendant d'autres
8 séances de travail, à un moment donné je pense
9 qu'on atteint un stade où on n'est plus capables de
10 faire avancer la compréhension du dossier. Puis à
11 un moment donné, bien il va... On pense que plus
12 rapidement que moins rapidement, ça devrait être
13 soumis donc à un ou une régisseur pour qu'une
14 décision soit prise sur l'adoption de cette norme-
15 là, quitte à ce qu'il y ait des instructions qui
16 soient données dans la décision pour apporter tel
17 ou tel ajustement, modification à la norme. Donc on
18 pense qu'il y aurait un gain peut-être de célérité
19 à aller chercher à ce niveau-là.

20 Alors ça complète mes... les points que je
21 voulais soumettre à votre attention, Madame le
22 Régisseur. Je vous remercie de votre écoute. Je
23 suis disponible pour répondre à vos questions, si
24 vous en avez.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Merci beaucoup, Maître Tremblay. J'ai pris bonne
3 note aussi, là, pour... au niveau des séances de
4 travail. C'est vrai que c'est peut-être plus frais
5 dans la mémoire des gens, donc ce que vous dites au
6 niveau de la célérité, ça peut peut-être amener un
7 plus, effectivement.

8 Moi, j'aurais peut-être juste une question,
9 parce que vous avez été très clair dans votre
10 argumentation, une question au sujet de la norme
11 PRC, justement, 24.

12 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

13 Oui.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Quand j'ai relu la présentation Powerpoint de RTA à
16 la page 6, leur planche 12, là, ils ont une
17 proposition hybride qu'ils ont dit. Ça, je ne vous
18 ai pas entendu dans l'argumentation. Est-ce que
19 vous avez une position là-dessus ou quoi? C'est-à-
20 dire qu'ils veulent garder la courbe de la NERC
21 comme exigence minimum, de ce que j'ai cru
22 comprendre, pour la surtension, et d'avoir une
23 autre courbe pour la sous-tension. Alors j'aimerais
24 juste vous entendre là-dessus, sur cette
25 proposition subsidiaire-là.

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Bien en fait, la compréhension qu'on en a c'est que
3 ce qui cause à RTA problème c'est la portion
4 supérieure, donc celle en surtension. Elle
5 accepterait, je pense, d'être soumise à la courbe
6 en sous-tension, c'est la compréhension que j'en
7 ai.

8 (11 h 03)

9 Mais là où on est obligé de s'arrêter en
10 termes d'analyse de ça, c'est que pour poser à
11 notre avis un jugement éclairé sur cette situation-
12 là, il faudrait que nous connaissions les impacts
13 sur RTA, parce que s'il ne s'agit que d'ajustement
14 de réglage, bien, à mon avis la Régie va être plus
15 encline à faire en sorte que la norme s'applique à
16 toutes les entités. S'il y a des impacts plus
17 importants, la décision pourrait être différente,
18 mais encore faut-il les connaître. C'est ça que je,
19 c'est ça qu'on trouve difficile et dommage un peu,
20 qu'on soit rendu à ce stade-ci dans l'audience et
21 qu'on ne connaisse toujours pas cette évaluation-
22 là. C'est ce que je vous mentionnais tantôt. Alors,
23 aujourd'hui je pense qu'on n'a pas l'information
24 requise pour prononcer une exemption à l'entité RTA
25 puisque l'impact n'est pas connu. Donc

1 malheureusement c'est là qu'on se retrouve
2 aujourd'hui. Et donnez-moi un instant.

3 Alors, cette... Je vais ajouter ceci :
4 cette proposition de RTA, c'est sûr que si elle
5 était acceptée par la Régie, elle réglerait le
6 problème, entre guillemets « réglementaire » là,
7 parce que RTA aurait une application modulée, mais
8 il n'y a pas de base de fiabilité au soutien de ça,
9 il n'y a pas de base technique, il n'y a pas de...
10 Parce que la preuve que vous avez devant vous c'est
11 une preuve, notamment, de monsieur Dusseault qui a
12 témoigné hier pour le Transporteur, qui mentionnait
13 que c'est une exigence, appelons ça une exigence,
14 là, qui est là depuis très longtemps et qui a été
15 établie par des experts et je rappelle que ça
16 s'applique et que ça vise à protéger des coups de
17 foudre et des manoeuvres sur le réseau. C'est à
18 l'avantage de toutes les entités du Québec et c'est
19 applicable, en fait, toutes les entités visées mise
20 à part RTA se conforment à cette courbe-là. Bien
21 sûr, ça découle des exigences de raccordement
22 auxquelles RTA n'est pas directement applicable,
23 mais ça ne représente pas l'ensemble des exigences
24 de raccordement, ce n'est qu'un petit point, là.
25 Alors, on ne tente pas de prendre les exigences de

1 raccordement et de forcer une application, ce n'est
2 pas du tout ça. C'est ce point là qui, à notre
3 avis, devrait trouver application pour l'ensemble
4 des raisons que je vous ai mentionnées.

5 Alors, si je ne l'ai pas dit je le répète,
6 donc toutes les autres entités se conforment à
7 cette courbe-là, puisque... Je vais me répéter,
8 alors ça met fin donc à mon commentaire.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Merci Maître Tremblay, je n'aurai pas d'autres
11 questions pour vous.

12 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

13 Merci beaucoup.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Maître Dubé, vous aviez annoncé trente (30)
16 minutes, est-ce que c'est toujours le cas?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 J'ai discuté avec mon confrère, il va passer avant
19 moi et je vais passer après. Moi, ça va être
20 beaucoup plus court, j'en ai pour environ dix (10)
21 minutes, je crois que mon confrère voudrait prendre
22 une pause cependant juste avant.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Bien, j'étais justement pour suggérer de prendre
25 une pause après vous, parce que c'était plus court

1 que RTA. Mais là, si on fait l'inverse, on va
2 prendre la pause tout de suite idéalement. Maître
3 Grenier, vous avez besoin de quoi? Une pause de
4 quinze (15) minutes? Est-ce que c'est suffisant
5 quinze (15) minutes?

6 Me PIERRE D. GRENIER :

7 Quinze (15) minutes, ce serait idéal.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Parfait. Alors, de retour à... là je ne me
10 tromperai pas, là, onze heures et vingt-cinq
11 (11 h 25).

12 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

13 REPRISE DE L'AUDIENCE

14 (11 h 29)

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Alors on vous écoute, Maître Grenier.

17 PLAIDOIRIE PAR Me PIERRE D. GRENIER :

18 Merci, Madame le Régisseur. J'ai distribué un
19 texte, un document qui s'intitule « Représentations
20 de RTA ». J'en ai remis des copies à la Régie. J'en
21 ai remis des copies à mon collègue pour ses
22 clients. Et je vais parcourir ce document que vous
23 avez sur votre table pour les fins de vous faire
24 nos représentations ce matin. Je vais intégrer dans
25 nos représentations des commentaires évidemment sur

1 ce que j'ai entendu ce matin dans les
2 représentations faites par mon collègue maître
3 Tremblay, de manière à ce que vous ayez un portrait
4 global de la position de RTA par rapport aux enjeux
5 qui restent à être traités dans ce dossier.

6 D'emblée, RTA tient à remercier le
7 Coordonnateur pour les efforts qu'il a faits pour
8 trouver certains compromis, pour proposer certains
9 compromis. C'est certainement évidemment une
10 attente de la part de ma cliente RTA de pouvoir
11 trouver avec le Coordonnateur des façons de pouvoir
12 gérer les particularités de nos installations
13 comparativement à celles du Transporteur qui
14 prennent évidemment une place prépondérante dans la
15 question du régime des normes au Québec, et je vais
16 y venir dans quelques instants par rapport à ça.
17 Mais je pense que le travail qui a été effectué,
18 tant par les séances de travail, et j'y reviendrai
19 à la fin pour commenter, que par les efforts qui
20 ont été faits nous a permis de pouvoir
21 circonscrire, de manière importante, les enjeux
22 qu'il restait à évaluer devant la Régie.

23 (11 h 30)

24 Alors, je vais tout de suite aborder nos
25 représentations. À la page 2. Alors, je rappelle,

1 dans chacun des dossiers, je pense que c'est de
2 connaissance maintenant de la Régie quelle est
3 la... quelles sont les caractéristiques des
4 installations de ma cliente mais, pour chaque
5 dossier, je pense qu'il était important de bien en
6 faire la preuve pour des questions d'assises sur la
7 pertinence de l'intervention de ma cliente, RTA, au
8 niveau de la demande d'adoption de normes.

9 Mais une chose est importante, encore une
10 fois, que je souligne, c'est, oui, RTA a une
11 production moyenne d'environ deux mille mégawatts
12 (2000 MW) mais cette production satisfait environ
13 quatre-vingt-dix pour cent (90 %) de ses charges.
14 Et c'est vraiment une caractéristique très
15 différente, évidemment, qui affecte
16 l'infrastructure globale de l'industrie énergie au
17 Québec. C'est une... et on l'a vu dans d'autres
18 dossiers, c'est un modèle qui n'existe pas en
19 Amérique du Nord, en termes de particularité d'une
20 entité aussi importante, en termes de génération
21 d'énergie par des centrales, qu'elles soient
22 hydroélectriques ou autres, mais pour générer ses
23 propres charges pour les fins de son processus
24 industriel. Et nous avons, évidemment, dans nos
25 liens avec HQT, des interconnexions, quatre (4)

1 liens à trois (3) interconnexions. RTA, comme vous
2 l'avez vu en preuve, gère un réseau important, un
3 réseau de transport important pour acheminer
4 l'énergie aux alumineries. Un réseau qui, pour
5 certaines parties, date du début de la construction
6 des installations après mil neuf cent vingt (1920).

7 Page 3. Il est important, encore une fois,
8 en termes de caractéristiques, d'indiquer à la
9 Régie que la production de RTA ne dessert pas la
10 charge locale. Et souvent... évidemment, je vous
11 dirais, c'est par défaut. Les témoignages des
12 représentants de HQT, du Coordonnateur, sont
13 évidemment largement influencés par le rôle
14 qu'Hydro-Québec joue, hein. Hydro-Québec, c'est le
15 fournisseur d'électricité au Québec, c'est un
16 exporteur important. Il ne joue pas le rôle que RTA
17 joue pour ses propres installations. Et on fait
18 souvent allusion à la robustesse du réseau, à la
19 robustesse de leur réseau, de leurs installations.
20 Non, seulement en termes de robustesse mais
21 lorsqu'on décide, dès la construction
22 d'installations, de concevoir ces installations,
23 d'avoir des critères de conception de performance
24 pour rencontrer des normes beaucoup plus sévères
25 que les normes qui devraient autrement s'appliquer,

1 c'est un choix d'entreprise. Je l'ai dit dans un
2 autre dossier, c'est un choix d'entreprise, c'est
3 un objectif d'Hydro-Québec dans sa fonction de
4 générateur, de producteur d'énergie et distributeur
5 d'énergie au Québec.

6 (11 h 35)

7 Ce n'est pas la stratégie de RTA. La
8 stratégie de RTA c'est de maintenir ses groupes de
9 production, c'est d'alimenter ses charges, ses
10 usines d'aluminerie et c'est de s'assurer d'avoir
11 un niveau, évidemment, de fiabilité qui est un
12 niveau de fiabilité qui est conforme aux attentes
13 d'Hydro-Québec par le biais d'instructions
14 communes. On a vu que les instructions communes
15 jouaient un rôle important au niveau des échanges
16 entre RTA et Hydro-Québec. Et ma cliente rencontre,
17 de manière efficace, ces attentes, qui sont
18 partagées entre Hydro-Québec et au niveau des
19 points de raccordement, la transmission de la
20 réception de l'énergie et rencontre également les
21 normes qui sont en vigueur et qui sont pour le
22 régime obligatoire de fiabilité qui a été mis en
23 place au Québec.

24 Donc, elle a le souci de la fiabilité, mais
25 elle n'est certainement pas la stratégie d'avoir un

1 système des installations comme HQ le prévoit,
2 comme HQ le développe. On sait fort bien que
3 beaucoup d'installations qui n'étaient pas RTP ou
4 qui étaient RTP seront classées selon la nouvelle
5 méthodologie, lorsqu'elle sera acceptée par la
6 Régie, comme étant des installations Bulk. Ça vous
7 démontre que ce n'est pas des modifications faites
8 aux équipements, aux installations de HQ, c'est
9 tout simplement qu'on a conçu ces équipements-là
10 dès le départ avec l'idée en tête de répondre aux
11 critères Bulk.

12 Alors, c'est une autre philosophie et le
13 défaut que je vois, le problème que je vois dans
14 cet arrimage, parce que c'est un terme qu'on
15 utilise abondamment de la part du Coordonnateur,
16 cet arrimage de dire : « Nous, on va arrimer,
17 évidemment, les normes de fiabilité au Québec avec
18 la philosophie d'Hydro-Québec », parce que c'est
19 ça, finalement, qu'on est en train de vous dire
20 constamment, on arrime ce qu'Hydro-Québec, HQT, le
21 Transporteur, veut faire avec les normes de
22 fiabilité, bien c'est... ça a des effets sur les
23 autres entités visées. Et dans la carte des entités
24 visées, au Québec, vous l'avez vu, quatre-vingts
25 pour cent (80 %) des entités visées sont des

1 installations, sont des installations de HQ et le
2 reste, le vingt pour cent (20 %) sont des
3 installations d'autres petits joueurs. Et dans les
4 autres petits joueurs, ma cliente est un gros petit
5 joueur, si on peut s'exprimer ainsi, mais comme
6 gros petit joueur, elle joue nullement la fonction
7 qu'Hydro-Québec joue au niveau de la carte de
8 l'industrie électrique du Québec.

9 RTA a des liens étroits avec Hydro-Québec
10 Production, avec Hydro-Québec Transport et
11 TransÉnergie, avec Hydro-Québec Distribution, il y
12 a des liens, il y a des... il y a des ententes
13 contractuelles et je pense que c'est un partenaire
14 d'affaires important, tant d'un côté comme de
15 l'autre, entre les parties et il est important
16 également de respecter le cadre d'échange
17 contractuel et d'affaires entre les deux entités.
18 Et la preuve, évidemment, confirme et c'est accepté
19 par le Coordonnateur, que RTA n'a aucune
20 installation Bulk, donc essentiellement, les
21 installations de RTA sont soit RTP, soit non RTP et
22 je pense que c'est une distinction importante qu'on
23 a voulu maintenir et amener dans la Régie qui fait
24 souvent l'objet de débats. D'ailleurs, sur cette
25 question, est-ce qu'on est raccordé directement ou

1 pas directement au RTP, je pense que c'est une
2 nuance qui est importante à faire à certains
3 égards, j'y reviendrai pour une des normes en
4 question.

5 Mais c'est clair qu'il y a plusieurs normes
6 où on doit, on précise clairement si on est
7 raccordé ou pas au RTP parce qu'évidemment, entre
8 une installation de production puis un réseau RTP,
9 s'il y a un réseau non RTP, c'est le maillon
10 faible. Donc, s'il y a un événement qui se produit
11 sur un réseau non RTP, bien ça peut, évidemment,
12 avoir un effet, peut créer des perturbations, mais
13 si le réseau non RTP n'est pas visé par les normes
14 de fiabilité, à ce moment-là, il faut tenir compte
15 de ces paramètres-là au niveau de l'application des
16 normes.

17 (11 h 41)

18 Vous avez, j'en ai un peu parlé, la
19 conception du réseau de RTA est différente de celle
20 de HQT. La conception du réseau de HQT, on l'a vue,
21 elle est faite d'une façon différente pour des fins
22 d'avoir une plus grande robustesse, c'est tout à
23 fait louable, là, je ne peux pas critiquer cette
24 philosophie-là, mais cette philosophie a des coûts
25 importants. Et des coûts importants, évidemment,

1 qui sont encourus par le Transporteur pour que son
2 réseau soit beaucoup plus robuste, bien je pense
3 que ces investissements-là passent par, évidemment,
4 les tarifaires, par l'absorption de tarifs, par les
5 investissements qui sont reconnus par la Régie
6 alors que ma cliente, RTA, elle est soumise aux
7 lois du marché, la concurrence, le prix de
8 l'aluminium et pour elle chaque dollar qui est
9 investi ce n'est peut-être pas un dollar (1 \$)
10 qu'elle va être recouvrer. Donc, il y a toute cette
11 dimension d'affaires et ce modèle d'affaires qui
12 est très différent où on n'a pas le loisir chez RTA
13 de faire absorber tous les investissements majeurs
14 qui pourraient être faits, qui doivent être faits
15 pour être en mesure de pouvoir rencontrer, sinon
16 excéder, les normes telles que HQT le fait
17 présentement.

18 Et ça c'est une autre caractéristique
19 fondamentale et c'est ce que je souhaite, enfin
20 comme le procureur de RTA, de toujours entendre de
21 la part du Coordonnateur qu'on est non seulement
22 ouverts, mais on est conscients puis on doit
23 prendre un regard sur la particularité des
24 installations de RTA au niveau des normes. Et non
25 pas dire : on veut incorporer tout simplement ce

1 que HQT fait en termes de « requirements » ou
2 d'exigences qu'il respecte et qu'il se donne pour
3 pouvoir appliquer ça à tout le monde. Et cette
4 semaine, j'ai l'impression que c'est un peu ça qui
5 se passe. Notamment au niveau de la courbe de HQT,
6 on veut imposer une courbe beaucoup plus sévère et
7 alors que la norme de NERC, elle est rencontrée par
8 ma cliente. RTA rencontre la courbe de la NERC, qui
9 est la norme qui est proposée par la NERC, qui est
10 adoptée par la NERC, qui est appuyée par
11 l'industrie énergétique d'électricité en Amérique du
12 Nord, mais on veut nous imposer une courbe plus
13 sévère et non seulement ça, on veut la rendre
14 obligatoire par le biais du régime de fiabilité.

15 Et c'est là, je pense, c'est là la
16 faiblesse de cette... d'entendre le Coordonnateur
17 qui veut intégrer une norme plus sévère alors qu'il
18 y a une norme qui existe déjà. On ne demande pas
19 l'exemption, je vais y revenir, mais toute la
20 plaidoirie de maître Tremblay, elle est non
21 pertinente. Ma cliente n'a pas demandé d'être
22 exemptée de la norme NERC. Elle dit tout simplement
23 à la Régie : pourquoi est-ce qu'on vous demande
24 d'imposer une norme plus sévère, d'une entité visée
25 qui est HQT, et puis on veut la rendre obligatoire

1 à tout le monde? Alors que HQT a déjà ses requis
2 pour les raccordements, ses normes pour les
3 raccordements, qu'elle impose elle-même à tous ceux
4 qui veulent se raccorder à son réseau.

5 Ça je pense que c'est de connaissance,
6 lorsqu'on veut se raccorder à son réseau, les
7 nouveaux projets d'éolienne, bien, c'est les
8 critères de HQT qui s'appliquent et ils sont plus
9 sévères que ceux de la NERC, et ceux qui veulent se
10 raccorder n'ont pas le choix de se raccorder selon
11 les critères de HQT. Alors, je n'ai aucun problème
12 sur ça, mais pourquoi faire le pas? Dire : ça va
13 devenir la norme québécoise. Et c'est là l'erreur,
14 je pense, du Coordonnateur et le, je vous dirais,
15 je caractérise ça comme un manque d'objectivité,
16 là, parce que finalement, c'est de ne pas tenir
17 compte, tu sais, des caractéristiques notamment des
18 autres entités visées, dont RTA qui vous a dit
19 clairement dans sa preuve : « Nous ne sommes pas
20 conformes, à zéro pour cent (0 %), au niveau des
21 sous-tensions si on applique la norme de HQT. »
22 Puis là on nous dit : « Vous n'avez pas fait votre
23 preuve d'évaluation. » Non, ce n'est pas ça, le
24 test ce n'est pas celui-là. Le test c'est : est-ce
25 qu'on est conforme à la courbe de la NERC? La

1 réponse est oui, à cent pour cent (100 %). Est-ce
2 qu'on est conforme à celle de HQT qui est plus
3 sévère? La réponse est non. Mais je vais vous
4 proposer, encore une fois, on est ouvert à la
5 discussion à trouver des manières de pouvoir
6 trouver des compromis pour avoir des solutions qui
7 vont s'adapter à notre modèle, à nos
8 particularités. Et je pense que vous avez devant
9 vous en RTA un expert qui a certainement un réseau
10 important, puis une expérience importante, qui peut
11 contribuer, bénéficier au Coordonnateur en termes
12 de solutions potentielles. Je vais y revenir.

13 Donc, au niveau de la conception, vous avez
14 vu, on a des lignes, nos lignes sont non-RTP, mais
15 on n'a pas des lignes non-RTP qui ont été conçues
16 pour être Bulk. Elle sont non-RTP, puis tant qu'on
17 n'aura pas fait des améliorations significatives à
18 nos lignes non-RTP, elles ne deviendront jamais
19 assujetties à des normes Bulk. Et c'est ça une des
20 caractéristiques fondamentales entre le réseau de
21 RTA et celui de HQT.

22 (11 h 46)

23 Donc, je suis surpris et pas surpris
24 lorsque j'entends : « Nous, on a conçu notre réseau
25 pour rencontrer », alors qu'on l'a vu dans l'autre

1 dossier, qu'on avait des lignes RTP ou non-RTP qui
2 sont maintenant devenues Bulk, et ils le sont parce
3 qu'on a des critères de performance qui ont été
4 suivis dès le départ. Alors ce n'est pas le cas. Ce
5 n'est pas le cas, puis il ne faudrait pas... il ne
6 faudrait pas prendre ça comme étant la norme. Ce
7 n'est pas la norme. Mais lorsque j'entends la
8 preuve des représentants du Coordonnateur et de
9 HQT, on veut vous faire penser que c'est la norme,
10 mais ce n'est pas la norme. C'est la norme au sein
11 de Hydro-Québec. C'est leur philosophie. Ce n'est
12 pas la norme de l'industrie, et ça c'est important
13 de prendre note de ça.

14 Page 4. Rapidement, compte tenu... compte
15 tenu du type d'installations qui sont... dont RTA
16 est propriétaire, nous avons dit quatre fonctions
17 différentes au registre, soit la fonction de GO,
18 GOP, TO et DP, et comme j'expliquais tout à
19 l'heure, plusieurs inscriptions communes régissent
20 les liens... les liens d'affaires, les liens
21 techniques, entre HQT et RTA puis qui encadrent les
22 modes d'exploitation. Ça fonctionne bien, et je
23 pense que RTA et HQT - les experts de HQT et ceux
24 de RTA - communiquent, se rencontrent et
25 travaillent pour évidemment maximiser les liens

1 d'interconnexion et les besoins de part et d'autre,
2 et c'est important de déterminer, c'est dans la
3 preuve, que ces équipes-là ont déterminé quelles
4 étaient les limites de transit; les SOL aux points
5 de raccordement du réseau, et ça fait des années
6 que ces points-là ont été déterminés, compte tenu
7 de la nature des installations de part et d'autre.

8 Je vais commencer à la page 5 par la PRC-
9 024. Donc, on a vu en preuve que l'application par
10 le Coordonnateur de critères... que quand un veut
11 appliquer des critères qui sont différents de ceux
12 prévus par la NERC, et le Coordonnateur souhaite
13 imposer des critères de HQT, lesquels sont plus
14 sévères en surtension que ceux de la norme NERC.

15 Donc, essentiellement, le Coordonnateur
16 propose de rendre la courbe de HQT obligatoire dans
17 le cadre du régime des normes de fiabilité. Donc,
18 cette demande vise à assujettir toutes les entités
19 visées à la rigueur de cette courbe, et, donc, à
20 des sanctions et des coûts additionnels si elle
21 n'est pas respectée.

22 Et ce qu'on a constaté dans la preuve,
23 c'est que le Coordonnateur dépasse largement
24 l'objectif dans la proposition qu'il fait d'avoir
25 une courbe plus sévère, de régler la problématique

1 de la courbe en sous-tension entre une et trois
2 secondes. C'est ça la problématique. C'est ça qui
3 devrait être réglé, pas d'autre chose. Pourquoi
4 est-ce qu'on veut nous imposer des courbes plus
5 sévères, alors que la problématique se situe là.

6 Et là, quand mon confrère parle de tension,
7 tension n'étant pas la tension électrique, mais de
8 tension entre le Transporteur et le Coordonnateur,
9 je pense que c'est ça. Le Transporteur veut faire
10 passer sa courbe comme norme obligatoire, et le
11 Coordonnateur est un peu pris dans une situation
12 « borderline » et dit : « T'sais, moi j'ai mon
13 rôle. J'ai mon rôle de Coordonnateur où je dois
14 être indépendant et impartial, pourquoi est-ce que
15 j'impliquerais... j'imposerais à mes entités visées
16 une courbe plus sévère? » Et c'est ça la tension.
17 Et à mon avis, le Coordonnateur devrait maintenir
18 une position ferme puis dire non. Mais ce qu'on a
19 entendu, c'est que le Coordonnateur appuie cette
20 proposition de HQT et développe une série
21 d'arguments pour l'appuyer. Et je pense que c'est
22 une erreur de la part du Coordonnateur de prendre
23 une telle position.

24 (11 h 50)

25 HQT, je le répète, a déjà ces exigences-là

1 qui sont en mode évolutif. Nos raccordements ont
2 été faits à une époque où les critères étaient
3 différents. Étaient différents, on a rajouté
4 certains aspects au niveau de la surtension
5 entre... c'est-à-dire la sous-tension entre une et
6 trois secondes, et on voit que c'est une courbe en
7 évolution. Cette courbe-là, HQT la fait, l'exige en
8 termes de raccordement avec les entités visées qui
9 se raccordent à elle. Alors, ça, on n'a pas de
10 problème, parce que si Hydro-Québec TransÉnergie
11 souhaite imposer sa courbe, elle peut le faire
12 contractuellement. Elle n'a pas à la rendre
13 obligatoire par le Régime des normes de fiabilité.

14 J'aurais un problème si Hydro-Québec vous
15 disait - HQT vous dirait - : « Moi j'ai une courbe
16 qui est moins sévère que la NERC, et là je veux la
17 faire approuver ». Je ne sais pas si le
18 Coordonnateur aurait la même position et dirait :
19 « La norme de la NERC elle est trop sévère, donc,
20 on va prendre des critères moins sévères parce que
21 de toute façon, nous, on a des experts, et nos
22 experts nous disent que la fiabilité est quand même
23 assurée pour le réseau. » C'est hypothétique ce que
24 je vous dis, mais... mais ça pourrait être le
25 contraire aussi.

1 Toute chose étant égale, je pense que
2 l'important c'est de dire : Est-ce que... est-ce
3 qu'une entité visée peut exiger des normes plus
4 sévères? La réponse est oui. Est-ce qu'on doit
5 l'intégrer dans le Régime des normes? La réponse
6 c'est non. Et non seulement ça, l'effet d'imposer
7 ces normes-là va faire en sorte de rendre ma
8 cliente... rendrait nos raccordements zéro pour
9 cent (0%) conforme au niveau de la sous-tension,
10 et, donc, on fait tout simplement « pelleter »,
11 pour prendre un terme... un terme familier, la
12 responsabilité dans la cour de RTA. Allez faire des
13 études, allez changer vos relais, allez faire des
14 investissements alors que vous êtes conformes à la
15 norme NERC, mais nous on veut imposer cette courbe-
16 là. Ce n'est pas logique.

17 Page 6. Donc, ce que RTA, et quand
18 j'entends maître Tremblay vous dire qu'on n'a pas
19 fait d'évaluation, ce n'est pas ce que la preuve
20 révèle. Je pense que vous avez une preuve claire où
21 monsieur Fortin est venu vous dire : « En
22 surtension, pour les trois premiers cycles, RTA est
23 cent pour cent (100 %) conforme à la courbe de la
24 norme NERC ». Donc, il l'a vérifié, là. On le sait,
25 ça, qu'on est conforme. Donc, on ne sera pas

1 assujetti à des contraventions ou à des sanctions
2 potentielles, parce qu'on ne le serait pas. On est
3 conforme à ce que la courbe de la NERC prévoit,
4 mais on est zéro conforme à la courbe de HQT.

5 Alors, dans la balance des inconvénients,
6 est-ce que la Régie va demander d'avoir des
7 critères plus sévères pour rendre non conformes
8 certaines entités visées qui ne le sont pas par
9 ailleurs? Je pense qu'il y aurait un pas de trop
10 qui serait fait, et qui est fait par le
11 Coordonnateur en demandant une telle exigence.

12 Et la preuve et les vérifications faites
13 par monsieur Fortin dit : « Pour le reste de la
14 courbe en surtension proposée, plusieurs relais de
15 RTA ne respectent pas se réglage. Pour la courbe en
16 sous-tension, la courbe de la NERC ou celle de HQT
17 ne présentent pas de différence significative pour
18 RTA, elles ont donc un impact équivalent. » Et en
19 termes d'impact pour RTA, monsieur Fotin est venu
20 vous le dire, on va avoir des impacts significatifs
21 probables, on va avoir des modifications de
22 réglages, des remplacements de relais, on a
23 plusieurs relais différents qui sont installés dans
24 nos... donc, il y a tout un travail à faire, qui
25 serait à faire pour pouvoir faire quoi, s'ajuster à

1 une courbe plus sévère que celle que la NERC
2 prévoit dans lequel nous sommes déjà conformes.

3 Donc, il est faut de dire qu'il n'y a pas
4 eu d'évaluation, et l'angle pris par maître
5 Tremblay de dire qu'on doit demander une exemption
6 est absolument intenable. On n'est pas là pour
7 demander une exemption, on est déjà conforme. Le
8 fardeau de preuve ce n'est pas nous qui l'avons. Je
9 comprends si on n'était pas conforme puis on veut
10 avoir une disposition particulière pour tenir
11 compte de nos particularités, on est déjà conforme
12 à la norme de la NERC. Donc, ce n'est pas une
13 exemption qu'on demande. On tente ici de renverser
14 le fardeau de la preuve.

15 (11 h 55)

16 Alors, encore une fois, c'est... lorsque
17 j'entends, et je cite :

18 Le fardeau, c'est aux entités visées,
19 c'est de justifier de demander une
20 exemption.

21 Premièrement, il n'y a aucune exemption demandée
22 par RTA. Deuxièmement, ce que vous avez comme
23 preuve c'est que, oui, il y a des problèmes. Il y a
24 des problèmes, il y a des impacts d'adopter la
25 proposition du Coordonnateur d'intégrer, dans les

1 normes obligatoires, une norme plus sévère et/ou
2 une courbe plus sévère qui est celle d'HQT.

3 Page 7 de mon document. Donc, ce que
4 recherche... les conclusions qui sont recherchées
5 par RTA sont simples. L'Annexe 2 de la norme
6 PRC-024 propose des exigences reconnues par la NERC
7 pour le champ d'application BES. Les propriétaires
8 d'installations de production sont visés par cette
9 norme. RTA recommande de ne pas modifier l'Annexe 2
10 de la norme PRC-024 par la courbe d'HQT, qui est
11 plus sévère. Et si une entité visée désire une
12 norme plus sévère pour tout raccordement à son
13 réseau et veut s'imposer une norme plus sévère pour
14 améliorer la robustesse de son réseau, bien, cette
15 entité pourra toujours l'exiger du tiers avec qui
16 elle contracte ou se l'imposer volontairement,
17 sans pour autant que cela devienne la norme pour
18 l'ensemble des autres entités assujetties aux
19 normes de fiabilité adoptées par la Régie. Et ce
20 qui est important c'est que le rôle du
21 Coordonnateur n'est pas d'intégrer les exigences de
22 HQT dans les normes de fiabilité de la NERC afin de
23 les imposer par le cadre réglementaire à toutes les
24 entités visées assujetties aux normes.

25 Et, ça, ça m'apporte un autre commentaire.

1 Lorsque j'entends mon confrère dire : « Nous, HQ,
2 on va aller devant la NERC pour influencer la NERC
3 pour que la NERC intègre dans ses normes de la
4 NERC, des critères, des éléments qui vont faire en
5 sorte de pouvoir être intégrés dans les normes de
6 la NERC » et, après ça, on va nous arriver à la
7 Régie puis on va nous dire : « La NERC a adopté
8 cette courbe d'HQT - par exemple - c'est ça qui va
9 être imposable au Québec à toutes les entités
10 visées. » Et c'est ça ma crainte, c'est que,
11 lorsque HQ va faire des représentations devant la
12 NERC, je n'ai pas l'impression qu'on fait beaucoup
13 état des particularités du Québec et des autres
14 enjeux vécus par les autres entités visées. Et le
15 fait d'affirmer ça devant la Régie, à mon avis,
16 nous pose certaines préoccupations.

17 Et on voit par cette... encore une fois,
18 cette philosophie, cette stratégie d'Hydro-Québec,
19 on veut... on voudrait, en tout cas, faire en sorte
20 que le Québec soit uniforme. Et que le vingt pour
21 cent (20 %), évidemment, rentre dans le moule
22 Hydro-Québec. Et, heureusement, on a encore la
23 Régie pour pouvoir faire la part des choses et de
24 s'assurer que... pour plusieurs raisons, dans des
25 particularités précises, que ce ne sera pas le cas.

1 Page 8. Sur cette toile de fond, nous avons
2 entendu également la preuve qui a été présentée par
3 le Coordonnateur et HQT au niveau de la courbe. Et
4 j'ai illustré, à la page 8, le graphique qui
5 faisait partie de... qui fait partie des
6 dispositions particulières. Et on voit les deux
7 zones problématiques entre la courbe de la NERC et
8 la courbe d'HQT par les flèches que j'ai indiquées.
9 Et c'est la zone entre un (1) et trois (3) secondes
10 en sous-tension. Alors, c'est ça le problème de
11 mettre les deux courbes superposées qu'on voit.

12 (12 h 01)

13 Alors, si vous allez à la page 9. RTA a une
14 proposition subsidiaire à faire à la Régie. La
15 solution numéro 1 serait d'appliquer la courbe de
16 HQT seulement pour les sous-tensions, soit la
17 partie inférieure de la courbe et de maintenir,
18 pour les surtensions, soit la partie supérieure de
19 la courbe, celle de la NERC. Ça c'est la solution.
20 La deuxième solution qui est proposée, c'est de
21 demander à HQT d'ajuster sa courbe pour la rendre
22 plus sévère en sous-tension pour les zones
23 problématiques, soit entre une et trois secondes et
24 maintenir la courbe de la NERC telle quelle.

25 Donc, plutôt que d'imposer sa courbe,

1 peut-être que la Régie pourrait dire à HQT :
2 « Ajuste ta courbe pour que cette courbe-là soit
3 conforme à la NERC. » Et je pense que de prendre
4 une solution comme la solution numéro 2 permettrait
5 de régler tout le problème qui a été présenté par
6 HQT dans sa preuve. Mais ça n'empêche pas comme
7 principe... comme première conclusion, de ne pas
8 tenir compte de la courbe de HQT et de maintenir la
9 courbe de la NERC comme étant la courbe de base, la
10 courbe qui doit être respectée par les entités
11 visées et probablement que HQT, compte tenu de ça,
12 verra elle-même, sans directives de la Régie, à
13 modifier sa courbe.

14 Page 10, PRC-023, la norme telle que
15 révisée et telle que déposée rencontre les demandes
16 de préciser le champ d'application de la norme tel
17 que demandé par RTA et tout ce cheminement-là a
18 découlé des séances de travail. Donc, c'est
19 l'aspect, je vous dirais, positif des séances de
20 travail d'en arriver à pouvoir évacuer ce genre
21 d'enjeu et le Coordonnateur était d'avis qu'il
22 s'agissait d'un enjeu et l'a précisé dans l'Annexe
23 Québec de la norme, donc RTA est satisfaite des
24 modifications qui ont été proposées par le
25 Coordonnateur.

1 La PRC-025. Il y a cet enjeu qui revient,
2 je pense, depuis quelques dossiers de la Régie sur
3 la question des installations de production qui
4 sont raccordées au RTP. Si on prend comme... d'une
5 part, la preuve, le Coordonnateur confirme, pour
6 lui, que les installations de RTA sont raccordées
7 au RTP, mais ne sont pas raccordées directement au
8 RTP parce qu'il le confirme notamment dans le
9 registre des entités visées qu'il a proposé dans
10 3952 où il y a une colonne qui dit : « Les
11 installations de production ne sont pas raccordées
12 au RTP ». Bon. Donc, il y a... au point de départ,
13 il y a un problème d'interprétation potentiel.
14 Lorsqu'on parle, est-ce que les installations de
15 production sont raccordées au RTP et ça peut être
16 raccordé directement, donc le réseau est RTP
17 connecté sur la centrale ou vous avez une zone non
18 RTP connectée entre le réseau RTP et les
19 centrales... et les installations de production.
20 Donc, il y a deux possibilités de voir ce concept
21 de raccordement.

22 Et ce concept de raccordement, évidemment,
23 le Coordonnateur a indiqué dans son exemption à 3.3
24 que les installations de production de RTA étaient
25 exclues, n'étaient pas assujetties à la norme PRC-

1 025. Et il a utilisé le terme « Les installations
2 de production qui ne sont pas raccordées au RTP ».

3 Dans les normes, on voit l'utilisation des
4 termes « Installations de production raccordées au
5 RTP » puis on voit aussi le terme « Installations
6 de production raccordées directement au RTP ». On
7 le voit déjà dans les normes et je vous ai souligné
8 les normes dans lesquelles on a utilisé ce langage.
9 Donc, si on a utilisé ce langage, « directement
10 raccordées », « raccordées directement au RTP », on
11 ne l'a pas mis dans d'autres cas, ça veut dire
12 qu'il faut apporter cette nuance-là lorsqu'on lit
13 le terme « raccordées au RTP ».

14 (12 h 06)

15 Et je pense que c'est pour des fins de
16 prévisibilité, de clarté, il serait bon, ce serait
17 très utile de pouvoir tenir compte de cette nuance-
18 là pour éviter un problème d'exploitation. Je
19 comprends que pour la PRC-025 le Coordonnateur
20 confirme que dans l'exemption que nos installations
21 de production ne sont pas raccordées au RTP, mais
22 je dois vous avouer que la connaissance cérébrale
23 de ces nuances-là n'est pas d'une grande utilité.
24 Je m'explique. Lorsque mes collègues du
25 Coordonnateur seront remplacés par d'autres

1 personnes, il y a toujours cette question
2 d'historique, hein, d'avoir documenté la
3 connaissance et ce n'est pas lorsque ma cliente
4 recevra une sanction ou un avis de non-conformité
5 qu'on va commencer à faire la preuve pour dire :
6 oui, je me souviens, monsieur Trucotte a dit ça en
7 deux mille dix-sept (2017). Puis là je vais
8 chercher monsieur Turcotte pour lui dire où est-ce
9 qu'il était, et puis il y a toute une question de
10 prévisibilité pour les entités visées et je pense
11 qu'on gagnerait en termes de mieux documenter,
12 mieux préciser la portée de ce que c'est.

13 Alors, à la page 12 de ma présentation, je
14 confirme ce que je viens de dire : Le libellé,
15 l'exemption proposée pourrait être sujette à
16 interprétation dans le cas où une installation de
17 production RTP est raccordée au réseau RTP par des
18 lignes de transmission qui sont non-RTP.

19 Bon. On a vu en preuve que toutes les
20 installations de production de RTA sont raccordées
21 au réseau RTP par un réseau de transmission non-
22 RTP. Bon. Donc, cette exemption est requise puisque
23 les lignes de transmission non-RTP auxquelles sont
24 raccordées les installations de production ne sont
25 pas assujetties à la norme PRC-023. Donc, on fait

1 le pont avec PRC-023, on fait le pont avec la PRC-
2 025 et c'est important de s'assurer qu'il y a un
3 arrimage entre les deux pour ne pas qu'une puisse
4 être interprétée contrairement à l'autre.

5 Donc à la page 13, ce que nous proposons
6 comme solution facile, simple c'est de rajouter
7 dans le texte de l'exemption le mot « directement »
8 après le mot « raccordées ». Donc : « Les
9 installations de production qui ne sont pas
10 raccordées directement au RTP sont exemptées de
11 l'application de la norme », il n'y a plus aucune
12 ambiguïté, il n'y a plus aucune interprétation,
13 c'est clair et puis « that's it ». Je veux dire, on
14 ne peut pas demander une clarification aussi simple
15 que celle-là pour assurer la prévisibilité pour les
16 entités visées.

17 Et j'en profite également pour, suite à ma
18 lecture du registre proposé dans 3952, qu'il y
19 aurait lieu éventuellement de faire le même, la
20 même précision en rajoutant dans la colonne
21 « Raccordées au RTP », point d'interrogation, de
22 l'annexe C par « Raccordées directement au RTP » et
23 je laisse évidemment la discrétion au Coordonnateur
24 de tenir compte de cette proposition de la part de
25 RTA, puisque le registre ne fait pas l'objet des

1 documents sur lesquels vous devez vous pencher pour
2 adoption dans le présent dossier.

3 Page 14, il y a deux éléments. Le premier
4 élément c'est la question de transmission
5 d'information. On nous demande, les entités visées,
6 de transmettre, de faire nos déclarations à l'ERO,
7 donc d'envoyer des rapports, des informations à une
8 entité américaine. Et c'est un problème qu'on a
9 soulevé dans le dossier, puis on n'a pas eu de
10 proposition de la part du Coordonnateur. Je vous
11 amène à la page 15, on sait fort bien que
12 l'exigence de communiquer des informations à
13 l'extérieur du Québec constitue un enjeu de
14 principe et de respect de la loi par RTA. On a fait
15 grand état de cette situation-là dans les
16 commentaires qu'on a transmis à la Régie dans le
17 3699, la Régie a tenu compte de ces préoccupations
18 de la part des entités visées, il n'y avait pas que
19 RTA qui était préoccupée et la Régie a développé un
20 système de dépôt électronique à la Régie pour tenir
21 compte de ça.

22 (12 h 11)

23 Je vous soumets que la Loi sur les dossiers
24 d'entreprise elle est très large, qu'un document,
25 qu'on prend un rapport, tout écrit ou pièce faisant

1 partie des dossiers ou archives d'une entreprise
2 d'affaires. Et l'article 2, bon, maître Tremblay
3 l'a souligné tout à l'heure, où on dit :

4 Nul ne peut, à la suite ou en
5 vertu d'une réquisition émanant
6 d'une autorité législative
7 judiciaire ou administrative
8 extérieure au Québec, transporter
9 ou faire transporter, ou envoyer
10 ou faire envoyer d'un endroit
11 quelconque au Québec à un endroit
12 situé hors de celui-ci, aucun
13 document ou résumé ou sommaire
14 d'un document relatif à une
15 entreprise.

16 Si on incorpore... si on incorpore dans une norme
17 obligatoire une obligation de transmettre à une
18 entité extérieure des documents, c'est de faire
19 indirectement ce que la loi ne permet pas de faire.
20 C'est trop facile de dire : oui, oui, la Régie l'a
21 permis, donc... et si on ne transmet pas, si on ne
22 transmettait pas de déclaration d'événement à
23 l'ERO, et s'il y en a une, à ce moment-là on est
24 assujetti à des sanctions. Donc, il y a une
25 obligation qui est indirectement demandée par

1 l'intégration de cette obligation au sein de la
2 norme.

3 On a fait grand état de la décision D-2015-
4 059. On a omis de lire le paragraphe 301 de la
5 décision qui demande... qui demande au
6 Coordonnateur d'en tenir compte et de faire des
7 propositions dans le prochain dossier pour
8 l'adoption de la norme FAC, qui était le dossier
9 3943. Je suis allé voir dans 3943. Vous avez rendu
10 une décision, la 2016-059, c'est le même numéro, et
11 cette question-là n'a pas été résolue en... vous
12 étiez satisfait qu'on déposait les... qu'on
13 déposait les informations au registre de la Régie,
14 mais certainement pas, on n'a pas fait état de ce
15 qu'on a dit ce matin de pouvoir faire la
16 distinction entre les informations sur le maintien
17 de la fiabilité puis les informations pour la
18 surveillance de la conformité. Cet enjeu-là n'a pas
19 été encore... encore vidé par la Régie.

20 La page 16 de notre présentation. On a
21 tenté de faire une distinction pour interpréter des
22 obligations entre le maintien de la fiabilité et la
23 surveillance de la conformité. Au départ, vous vous
24 souviendrez dans le 3699 que les entités visées
25 devaient déclarer les non-conformités au NPCC à

1 l'extérieur du Québec. C'est le même principe, on
2 nous demande de faire indirectement quelque chose,
3 donc de transmettre de l'information à une entité
4 étrangère, et la Régie avait solutionné le tout en
5 disant : « Vous avez transmis ça à la Régie. On va
6 avoir un site de dépôt électronique à la Régie pour
7 la conformité. » Mais c'est la même chose pour le
8 maintien de la fiabilité. Je pense que la loi ne
9 fait aucune distinction, et j'ai de la difficulté à
10 comprendre la réticence du Coordonnateur d'aller
11 dans le sens que la Régie avait donné une direction
12 dans le dossier 3699.

13 Donc, essentiellement, la norme NERC oblige
14 une entité visée à communiquer un document à une
15 autorité étrangère. Un rapport ayant trait au
16 maintien de la fiabilité est un document au sens de
17 la loi. Un rapport ayant trait à la surveillance de
18 la conformité est également un document au sens de
19 la loi. Donc, à moins de se soumettre
20 volontairement à une telle demande, la Régie ne
21 peut, par le biais d'une norme applicable au
22 Québec, permettre à une autorité étrangère de
23 forcer une entité visée à lui transmettre un
24 document au sens de la loi.

25 Page 17. Évidemment la situation, encore

1 une fois vous avez Hydro-Québec qui s'assujettit
2 volontairement à toutes les normes de la NERC
3 depuis de nombreuses années. Ça ne semble pas lui
4 poser de problème. C'est sa philosophie, c'est sa
5 culture d'entreprise, c'est sa stratégie
6 d'entreprise de s'assujettir et d'envoyer tout à la
7 NERC, au NPCC, à l'ERO. C'est son choix, O.K. Mais
8 je pense que de manière législative au Québec pour
9 les entités visées et pour ma cliente, ce n'est pas
10 son choix, et je ne voudrais pas nous faire imposer
11 le choix d'Hydro-Québec quand vient le temps de
12 décider de quelle façon est-ce qu'on respecte ou
13 non la loi.

14 (12 h 16)

15 Cela dit, dans la proposition qui est faite
16 par RTA on tient compte de ça, de cette dualité, si
17 je peux m'exprimer ainsi, où on dit :

18 Les déclarations peuvent être
19 transmises par l'entité visée soit à
20 la Régie par le biais de l'entrepôt de
21 données, soit sur une base volontaire
22 directement à l'ERO par l'entremise de
23 l'une ou l'autre des façons suivantes
24 [...].

25 Comme le prévoit le texte. Donc, ça vient

1 rencontrer, encore une fois, les préoccupations de
2 RTA et ça vient également... ça ne vient pas brimer
3 la décision d'HQT, de s'assujettir volontairement
4 aux normes de la NERC.

5 Et je peux rajouter, lorsqu'on fait une
6 déclaration comme celle-là, pour le maintien de la
7 fiabilité, il faut définir, évidemment, qui la
8 fait, décrire les installations et tout ça. Et je
9 pense que si... j'ai entendu la preuve, on
10 mentionnait : « Oui, c'est pour... ça va servir
11 pour améliorer les normes dans le futur pour savoir
12 ce qui se passe sur les réseaux. » Bien, une chose
13 qui pourrait être faite au niveau de la Régie c'est
14 de rendre l'information de manière innommée.
15 C'est-à-dire : « Voici, il y a un événement sur le
16 réseau », de décrire un événement généralisé, sans
17 identifier... sans identifier l'entité visée. Et je
18 pense qu'on pourrait rejoindre l'effort qui peut
19 être fait au niveau du travail fait pour améliorer
20 la fiabilité de nos réseaux interconnectés.

21 Page 18. Toujours sous la norme EOP-004-2.
22 La preuve qui a été faite devant vous a démontré
23 qu'il y avait une compréhension du Coordonnateur
24 que puisqu'on parlait d'événement, c'était clair
25 que c'était un événement qui était fortuit. Et il

1 n'y avait pas d'ambiguïté, c'était la pratique de
2 l'industrie, c'était leur compréhension, donc on
3 n'avait pas à intervenir. Alors, de manière
4 respectueuse pour le Coordonnateur, je vais vous
5 présenter un argumentaire contraire à ce qu'il dit,
6 sur la base documentaire des documents qu'il a lui-
7 même déposés devant la Régie.

8 Mais, avant ça, j'aimerais porter à votre
9 attention deux choses. Dans la réponse du
10 Coordonnateur de la fiabilité aux engagements
11 souscrits lors de la séance de travail du trente
12 (30) juin deux mille seize (2016), nous avons reçu,
13 comme pièce B-0099, le dix (10) mars deux mille
14 dix-sept (2017), les réponses révisées. Je
15 comprends que le Coordonnateur devait demander à la
16 NERC certaines questions par rapport aux
17 déclarations d'événements pour les événements de
18 plus de deux cents mégawatts (200 MW). Et, si vous
19 l'avez sous les yeux ou non, je vais vous lire deux
20 paragraphes.

21 Néanmoins, le Coordonnateur a transmis
22 cette demande d'information au NPCC et
23 à la NERC.

24 En réponse, la NERC n'a pas
25 explicitement exclu les déclarations

1 de rapports pour les événements
2 associés à des déclenchements
3 industriels. Par contre, elle n'a pas
4 d'événements déclarés qui sont
5 uniquement associés à des événements
6 causés par le déclenchement des
7 équipements de client (« client-side
8 interruptions »). Cependant, la base
9 de données de la NERC inclut des
10 événements sur le réseau associés à
11 des événements de client.

12 Deuxième paragraphe :

13 Par ailleurs, la NERC souligne que la
14 version 4 de la norme EOP-004 est
15 actuellement en développement. Cette
16 version précise que seules les pertes
17 de charges fermes à la suite d'une
18 urgence (« BES Emergency ») devront
19 être déclarées afin d'exclure les
20 rapports liés à des contingences
21 connues et à la foudre.

22 J'ai reçu, ce matin, le texte des réponses de la
23 NERC, qui est la pièce B-0110. Et j'attire votre
24 attention sur la réponse à la question 1 :

25 There do not appear to be any EOP-004

1 event reports where any amount of load
2 was lost solely due to an industrial
3 customer's issue (that is, a client-
4 side interruption). Reports involving
5 such issues occurred in conjunction
6 with other reportable events on the
7 BES.

8 (12 h 22)

9 Alors, je vous inviterais à lire la réponse du
10 Coordonnateur à la lumière de cette réponse-là et
11 vous allez voir qu'il y a des nuances à apporter
12 entre ce que la NERC dit et ce que... la réponse
13 que le Coordonnateur nous donne. La traduction,
14 elle n'est pas fidèle au texte de la NERC, avec
15 respect pour le Coordonnateur. Et lorsqu'on demande
16 une question à la NERC, pour les prochains
17 dossiers, on devrait exiger d'avoir la réponse de
18 la NERC et non pas une réponse qui est paraphrasée
19 par rapport à ce que la NERC propose, ni d'avoir un
20 texte traduit qui traduit la réponse de la NERC ou
21 d'autres entités de manière approximative.

22 Je vous ramène également à la question
23 numéro 4 :

24 The EOP-004 standard drafting team
25 made this change because the previous

1 threshold for reporting (Loss of firm
2 Load in EOP-004-2 and EOP-004-3) to
3 avoid capturing reporting of loss of
4 load from known contingencies and
5 uncontrollable events such as
6 thunderstorms. The standard drafting
7 team's reason for this change is that
8 capturing reports of these known
9 events does not improve operating
10 reliability.

11 J'ai souligné cette phrase-là dans la réponse de la
12 NERC. On ne retrouve pas, on ne retrouve pas cette
13 ligne, cette phrase dans la réponse donnée par le
14 Coordonnateur. Pourquoi? Je vais laisser la Régie
15 tirer ses propres conclusions.

16 Le rôle du Coordonnateur est de représenter
17 fidèlement et de faire les recherches, je l'ai
18 mentionné dans notre preuve, de pouvoir informer la
19 Régie de tout ce qui se fait dans d'autres
20 juridictions auprès de la NERC et d'avoir un
21 dossier complet. Ce que nous avons ici, c'est une
22 adaptation de ce que la NERC dit et on enlève ce
23 qui ne fait pas notre affaire.

24 Je pense que dans la décision de la Régie,
25 vous devriez clairement indiquer au Coordonnateur

1 que s'il y a des documents, il y a des
2 informations, de la correspondance qui viennent de
3 la NERC, qu'elle devrait être reproduite
4 intégralement, même si elle est en anglais. Je
5 pense que les entités visées sont en mesure de
6 pouvoir comprendre bien anglais et de pouvoir voir
7 les nuances qui s'imposent. Si le Coordonnateur
8 veut en faire une traduction française, ça sera sa
9 discrétion, mais au moins, on ne viendra pas
10 teinter ce que la NERC peut donner comme
11 recommandations ou comme ligne de conduite.

12 Donc, à la page 18, dans la preuve, je ne
13 pense pas qu'il y ait d'ambiguïté. Monsieur
14 Turcotte l'a dit, on reconnaît qu'une perte de
15 charge ferme de deux cents mégawatts (200 MW) et
16 plus en raison d'un entretien planifié ne
17 constituerait pas un événement à déclarer. Encore
18 une fois, c'est dans l'interprétation interne du
19 Coordonnateur. Selon le Coordonnateur, il ne s'agit
20 pas d'un événement au sens de la norme et de la
21 pratique de l'industrie. Encore une fois, c'est un
22 témoignage du Coordonnateur. Lorsque ma cliente
23 aura à justifier une non-conformité ou... on va
24 faire un audit puis on va dire : « Vous n'avez pas
25 déclaré ça, donc vous êtes non conforme. » Là je

1 vais dire : « Oui, oui, mais moi j'ai compris parce
2 que le Coordonnateur a dit, en audience, dans le
3 3944, que j'étais conforme. » Mais l'auditeur du
4 NPCC, lui, va dire : « Non, non, tu n'es pas
5 conforme. » Je vous dis ça hypothétiquement, mais
6 c'est un exemple où vous avez un coordonnateur qui
7 doit donner aux entités visées une notion de
8 prévisibilité. Ici, on a ce qui se passe dans la
9 tête du Coordonnateur, on n'a pas un document qui
10 est prévisible.

11 Donc, la réponse, la réponse du
12 Coordonnateur et ce qu'on retrouve dans la NERC, au
13 courriel de la NERC que je viens de vous décrire,
14 donne raison à RTA au niveau de sa préoccupation
15 sur l'interprétation de la norme EOP et de la
16 déclaration d'événement. Lorsqu'on dit : « Seules
17 les pertes de charge fermes à la suite d'une
18 urgence devront être déclarées afin d'exclure les
19 rapports liés à des contingences connues est la
20 foudre », ça donne raison qu'il y a un problème
21 potentiel d'interprétation de la norme.

22 (12 h 27)

23 Et, il est clair, j'apporte une note ici,
24 il est connu que la charge-client peut être
25 déclenchée par une cause interne au client. Donc,

1 c'est un événement qui, il faut comprendre
2 évidemment la portée de la norme pour s'assurer
3 qu'on n'a pas à déclarer un tel événement.

4 Page 19, l'annexe 1 de la norme EOP ne fait
5 pas de distinction entre un événement ou un
6 entretien planifié ou toute autre situation qui
7 pourrait causer la perte de charge en question. Et
8 de plus, le terme « événement » n'est pas défini au
9 glossaire.

10 Là, je vous amènerais à la page 20 de mon
11 texte. Si vous prenez la norme EOP à la page 18,
12 sous la rubrique Concept relatif à la déclaration,
13 je vous amènerais en bas de la page, de cette page
14 18 où on lit :

15 Discussion sur la déclaration de
16 perturbation. Les exigences de
17 déclaration des perturbations
18 existaient dans la version précédente
19 de la norme EOP-004, la définition
20 approuvée actuelle du terme
21 « perturbation » dans un glossaire des
22 termes de la NERC est la suivante : Un
23 événement imprévu.

24 Et j'ai mis en rouge le mot « imprévu ». Pourquoi?
25 Parce qu'on a jugé nécessaire de dire que c'était

1 imprévu. Donc, ça veut dire que le mot
2 « événement » n'est pas seulement des événements
3 imprévus comme disait monsieur Langlois hier.
4 Monsieur Langlois, il dit : « Bien oui, c'est
5 normal, l'industrie dit : un événement c'est
6 fortuit, c'est imprévu. » Il n'a pas utilisé le mot
7 « imprévu », il a utilisé le mot « fortuit ». Mais
8 la preuve, ce document-là nous confirme qu'il y a
9 une ambiguïté pour une interprétation potentielle
10 du terme « événement » et il n'y a pas qu'une façon
11 d'interpréter le mot « événement » pour dire que
12 c'est fortuit. Là on nous dit qu'une perturbation,
13 ça doit être un événement imprévu. Donc on a voulu
14 le préciser.

15 Donc, ça justifie la demande de ma cliente
16 RTA de préciser de manière claire dans quelles
17 circonstances est-ce qu'on doit faire cette
18 déclaration pour éviter des non-conformités et des
19 sanctions potentielles. Surtout pour ma cliente RTA
20 avec son modèle d'affaires, ses installations de
21 production qui desservent ses alumineries.

22 Donc, à la page 21, RTA vous propose, bien,
23 aux pages 21, 22, de modifier l'annexe 1 de la
24 norme proposée par RTA, donc les modifications
25 proposées dans l'Annexe Québec et ce que j'ai mis

1 en rouge seraient les modifications proposées.

2 Donc, pour ce qui est des pertes de charge de plus
3 de trois cents mégawatts (300 MW), il y a une
4 déclaration qui doit être faite sous réserve de ce
5 qui suit :

6 Que la déclaration de perte de charge
7 ferme de trois cents mégawatts
8 (300 MW) et plus pour les
9 distributeurs vise à déclarer des
10 événements fortuits, donc imprévus,
11 qui surviennent sur le réseau de
12 transport et qui ont comme conséquence
13 la perte de charge ferme de trois
14 cents mégawatts (300 MW) et plus et
15 que lors de perte de charge ferme
16 planifiée ou associée au procédé de la
17 charge du client, par exemple un
18 procédé d'électrolyse des alumineries,
19 il n'y a pas de déclaration requise à
20 moins que cette perte de charge ait
21 causé un événement sur le réseau.

22 Donc, au moins, on va ajouter une prévisibilité sur
23 ce qui est à faire ou non pour les entités visées,
24 puis d'éviter des cas de non-conformité si jamais
25 il y avait un audit, et il y a un auditeur de la

1 MPC qui vient dire à RTA : vous n'avez pas déclaré
2 et vous êtes en non-conformité pour cette absence
3 de déclaration.

4 Et, à la page 22, vous avez la même
5 proposition pour ce qui est des pertes de charges
6 fermes pour deux cents mégawatts (200 MW) et plus.
7 (12 h 32)

8 La MOD-025, la page 23 de notre
9 présentation, je dois vous avouer que j'ai été un
10 peu... Je n'ai pas vraiment compris le poids de
11 l'argumentaire de mon confrère par rapport à la
12 MOD-025 et aux éléments qu'il reprochait à RTA,
13 parce que RTA ne voit pas de controverse dans cette
14 norme-là. On a posé des questions en audience pour
15 clarifier certaines interrogations qu'on avait, le
16 panel a répondu à ces interrogations-là, on en est
17 satisfaits des réponses données, donc on a tout
18 simplement voulu clarifier, mais on n'a pas
19 réellement d'enjeu. Le seul enjeu qu'on voulait
20 s'assurer, c'est que la MOD-025 puis la TOP-002,
21 qui ont des exigences, évidemment, soient combinées
22 pour faciliter le travail des entités visées, et le
23 Coordonnateur a proposé de faire une seule
24 procédure, et ça répond à la demande de ma cliente,
25 RTA.

1 Pour, encore une fois, vous savez que
2 lorsqu'on a des normes qui demandent de faire des
3 tests, des essais et que ces normes sont... ont
4 leur propre gabarit, cela a pour effet d'ajouter,
5 évidemment, aux efforts de dire : « Quand est-ce
6 qu'on fait tel test par rapport à telle norme »,
7 puis ça a une implication directe sur les
8 ressources et les efforts que les entités visées
9 doivent faire pour rencontrer les exigences de ces
10 normes. Et je pense que la volonté de faire qu'une
11 seule procédure commune est tout à fait louable
12 dans les circonstances, et ma cliente, RTA,
13 apprécie la proposition qui a été faite par le
14 Coordonnateur pour combiner les exigences de ces
15 deux normes; enfin, l'exigence 13 de la norme TOP-
16 002 et les exigences de la norme MOD-025-2.

17 Maintenant, page 24, on va traiter des
18 normes TPL-001, FAC-010 et FAC-011. Bon, vous avez
19 vu dans la preuve que les installations de RTA
20 n'ont pas été conçues selon les mêmes critères de
21 performance que les installations de HQT. Je vous
22 l'ai mentionné dans mon préambule. On a vu dans la
23 preuve que l'application des normes FAC-010 et FAC-
24 011 pourrait avoir des conséquences importantes sur
25 les limites SOL des interconnexions entre RTA et

1 HQT, notamment sur le plan de la réduction de ces
2 limites de transit, et des obligations
3 contractuelles entre RTA, d'une part, et HQP, HQT
4 et HQD, d'autre part. Même si le Coordonnateur n'a
5 pas fait une étude approfondie ou détaillée, il a
6 reconnu sur une base préliminaire que l'application
7 des normes FAC-010 et FAC-011 aurait effectivement
8 comme conséquence d'abaisser les limites de transit
9 des interconnexions avec RTA.

10 Page 25 de notre présentation. Depuis que
11 la FAC... la FAC-011 est en vigueur, le
12 Coordonnateur n'a jamais... n'a pas communiqué à ce
13 jour à RTA les limites révisées de transit que
14 l'application des normes FAC-010 et FAC-011
15 pourrait occasionner. Le Coordonnateur reconnaît
16 ces problèmes inhérents au transit entre le réseau
17 de HQT et le réseau de RTA, et a proposé à la
18 Régie, pour tenir compte de ces problèmes
19 importants de diminution de limites de SOL, une...
20 fait une proposition.

21 Et je souris toujours par l'utilisation par
22 monsieur Turcotte de la clause grand-père, mais je
23 vais l'utiliser, mais je préfère celle qui a été
24 utilisée par maître Tremblay ce matin, une modalité
25 d'application pour... qui dirait, qui prévoirait,

1 que pour les installations RTP non-Bulk, on pourra
2 maintenir un statu quo pour les installations
3 visées, jusqu'à ce que des modifications
4 significatives soient réalisées aux installations
5 concernées de l'entité visée en question. Donc, RTA
6 est ouverte à cette proposition de développer une
7 telle clause, et par le statu quo, les limites SOL
8 pour les installations RTP concernées ne seraient
9 pas révisées en fonction de l'application des
10 normes TPL-001, FAC-010 et FAC-011, et on est
11 évidemment en faveur de cette consultation qui est
12 proposée par le Coordonnateur pour s'assurer
13 d'avoir une disposition qui est claire et qui est
14 facilement applicable pour les entités visées.
15 Donc, ce processus-là, évidemment, est appuyé par
16 RTA.

17 (12 h 37)

18 Et 26... page 26, comme dernier élément.
19 Une fois que le Coordonnateur et les entités visées
20 se seront consultés, auront pu, comme dans les
21 séances de travail, arrimer leurs commentaires, à
22 ce moment-là je pense que ça va faciliter beaucoup
23 le travail, en déposant à la Régie une clause qui
24 pourrait faire l'objet d'un consensus. Et je pense
25 que c'est une approche qui est très appréciée de la

1 part de ma cliente RTA pour tenir compte de cet
2 impact qui pourrait avoir un impact très important
3 dans la relation que RTA a, dans ses obligations
4 envers Hydro-Québec et vice et versa.

5 Donc, RTA appuie cette proposition du
6 Coordonnateur de développer, en consultation avec
7 les entités visées, une clause grand-père, au
8 niveau des modalités d'application pour fins
9 d'approbation par la Régie dans un nouveau dossier.
10 Cette proposition a l'avantage de tenir compte des
11 intérêts de RTA et de permettre, dans le futur, un
12 arrimage avec les critères énoncés par les normes
13 de la NERC.

14 J'ai pris connaissance... Je vais commencer
15 par la clause que je vous propose. À la page 27,
16 j'ai un élément préalable plutôt que de vous... à
17 la page 27, c'est que jusqu'à ce que cette clause
18 soit approuvée par la Régie, le cas échéant, cette
19 clause grand-père, il serait important, dans votre
20 décision, de tenir compte du fait que, jusqu'à ce
21 que la clause grand-père soit acceptée et mise en
22 vigueur par la Régie, RTA demande que la Régie
23 permette de maintenir, dans le cadre de sa
24 décision, un statu quo relativement à l'évaluation
25 des limites de transit, SOL, aux interconnexions

1 entre RTA et HQT, c'est-à-dire que les limites SOL
2 ne seraient pas révisées en fonction de
3 l'application des normes FAC-010 et FAC-011 pour
4 les installations de RTA et la norme TPL-001 pour
5 les installations de HQT concernées.

6 Donc, on aurait un statu quo, on
7 travaillerait sur la clause, les modalités
8 d'application, on présenterait le dossier, pendant
9 ce temps-là il y aurait un statu quo, et la
10 clause... la modalité d'application aurait elle-
11 même un statu quo jusqu'à ce que des modifications
12 significatives puissent être apportées aux
13 installations, notamment de RTA, pour se mettre...
14 pour amener une mise à niveau de ses équipements de
15 raccordement.

16 Je pense que, cette proposition, elle est
17 raisonnable et logique dans les circonstances et
18 elle s'adapte bien, encore une fois, aux
19 particularités de notre structure au Québec.

20 La proposition du Coordonnateur... c'est la
21 page 6. Le Coordonnateur propose, premièrement,
22 d'avoir une date, jusqu'au trente et un (31) mars
23 deux mille dix-huit (2018). Écoutez, ça reporte...
24 ça nous amène à faire l'exercice dans la prochaine
25 année. Je pense que c'est le Coordonnateur qui va

1 tenir le crayon, là, pour faire le dossier,
2 présenter le dossier, le soumettre à la Régie.
3 Écoutez, je suis... ma première réaction, c'est de
4 dire, on devrait... on ne devrait pas... plutôt que
5 d'avoir une date sur le statu quo, on devrait
6 plutôt avoir une demande que le Coordonnateur
7 présente un dossier, au plus tard, à telle date. Je
8 pense que ça serait plus simple de demander le
9 dépôt d'un dossier que de mettre un terme au statu
10 quo. Parce que, si jamais on n'avait pas de
11 décision, on n'avait pas d'audience avant le trente
12 et un (31) mars deux mille dix-huit (2018) ou
13 d'approbation par la Régie, bien, il faudrait
14 revenir devant la Régie pour demander une
15 réouverture pour... de modifier sa décision. Il y
16 aurait, je vous dirais, des enjeux procéduraux
17 qu'il faudrait régler. Alors que ce que je vous
18 propose est beaucoup plus simple en termes de
19 processus.

20 L'autre élément qui... évidemment, on ne
21 parle pas, dans ce paragraphe-là, de la norme TPL.
22 On sait que dans... que les lignes de transmission
23 d'HQT vont devenir Bulk, donc assujetties aux
24 normes TPL. Et c'est la même conséquence pour HQT,
25 d'avoir... d'assujettir ses lignes de transmission

1 raccordées au réseau de RQLTA, d'imposer ou
2 d'avoir... de tenir compte des multiples
3 contingences puis du défaut triphasé.
4 (12 h 42)

5 Il faudrait également inclure dans le statu
6 quo une référence au fait que ça tient compte
7 également des normes TPL applicables à HQT. Et à la
8 fin, lorsqu'on dit : « Soit effectué selon la
9 méthodologie actuellement utilisée par le
10 Coordonnateur », je ne suis pas certain de
11 comprendre cet « actuellement utilisée ». Ce que je
12 comprends, c'est que le Coordonnateur n'a pas
13 communiqué d'informations à ma cliente au niveau de
14 la révision des limites SOL, mais si on tient
15 compte de ce qui est écrit là, il faudrait indiquer
16 que c'était avant l'entrée en vigueur des premières
17 versions des normes FAC.

18 Bref, en tout état de cause, ce que
19 recherche RTA, pour simplifier, là, c'est qu'il y
20 ait un statu quo maintenant, qu'on n'affecte pas
21 les limites SOL présentement jusqu'à ce qu'une
22 décision soit rendue par la Régie, tant par rapport
23 aux normes FAC-010 et FAC-011, pour ce qui est du
24 réseau RTP, que la TPL-001 pour ce qui est du
25 réseau Bulk de HQT. Si on a ça, je pense qu'on

1 rejoint la volonté du Coordonnateur de vous faire
2 cette proposition-là puis ça rejoint également nos
3 intérêts pour maintenir ce statu quo de sorte qu'il
4 n'y aurait pas de non-conformité pendant cette
5 période transitoire ou jusqu'à ce que la Régie ait
6 statué sur la clause d'application qui vous sera
7 proposée.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 En fait, vous demandez le même traitement pour
10 toutes ces normes-là?

11 Me PIERRE D. GRENIER :

12 Oui. Oui, parce que...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Ça résume, ça résume...

15 Me PIERRE D. GRENIER :

16 Oui, oui, tout à fait.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Parfait.

19 Me PIERRE D. GRENIER :

20 Oui, parce qu'on ne peut pas juste prendre les
21 normes FAC parce que la norme TPL aussi, comme il y
22 a des exigences plus sévères que les normes FAC,
23 mais qui sont au même effet. Évidemment, aux pages
24 28 et 29, lorsqu'on a fait la... on a présenté
25 notre preuve, on vous demandait, évidemment, qu'on

1 modifie l'Annexe Québec pour tenir compte de cette
2 particularité. Avec un peu de recul, avec ce que le
3 Coordonnateur propose, je pense que la solution du
4 Coordonnateur elle est élégante, elle est simple
5 d'application et je pense que ça peut éviter de
6 modifier, par une disposition particulière,
7 l'Annexe Québec une situation qui peut être réglée
8 par ce qui est proposé par le Coordonnateur.

9 Donc, je l'ai quand même laissé dans le
10 texte, mais à défaut, si jamais la Régie était...
11 n'était pas réceptive à cette proposition, il y a
12 toujours les conclusions qui sont recherchées par
13 RTA dans sa preuve, dans ses conclusions
14 principales, qui sont reformulées dans mon document
15 de présentation. Mais encore une fois, je pense que
16 la solution la plus raisonnable, c'est celle de
17 faire une modalité d'application telle que proposée
18 qui rendrait les préoccupations... enfin, qui
19 réglerait les préoccupations clairement de ma
20 cliente. Et quand viendra le temps de faire les
21 investissements, les modifications substantielles,
22 à ce moment-là, ça sera avec l'intention,
23 évidemment, de pouvoir mettre à normes ces
24 raccordements-là pour pouvoir rencontrer les
25 modalités de la FAC-010, de la FAC-011. Donc, ça

1 serait fait dans un horizon plus long, mais au
2 moins, il y aura cette situation qui corrige les...
3 cette situation en termes de mise à niveau
4 d'équipements d'un côté comme de l'autre des
5 raccordements.

6 Ça complète mes commentaires sur les
7 normes. J'ai quelques commentaires à vous faire
8 suite à la question que vous avez posée sur les...
9 « Est-ce que les séances de travail donnent un
10 avantage ou sont utiles pour les fins des travaux
11 de la Régie? »

12 (12 h 47)

13 De manière générale, ce qu'on peut dire
14 c'est que ce que la Régie a mis en place dans les
15 dossiers 44, 49, 57 a été extrêmement utile et très
16 apprécié de la part de RTA. Cette façon de procéder
17 permet de discuter en plénière, en personne, avec
18 le personnel de la Régie, avec le personnel du
19 Coordonnateur, avec des experts techniques les
20 enjeux, les préoccupations des parties et d'avoir
21 un contexte beaucoup plus informel qu'une audience
22 devant la Régie. Ça c'est un élément qui est
23 fondamental, la communication verbale, la
24 communication en groupe, elle est beaucoup plus
25 efficace qu'une communication écrite où on est

1 souvent appelé à prendre des positions. On écrit
2 quelque chose, puis on reçoit une position de
3 l'autre partie, on demande quelque chose formel au
4 Coordonnateur, on reçoit une position formelle,
5 alors que les séances de travail permettent de
6 dire : oui, mais vous savez, j'ai tel problème, tel
7 enjeu et ce que je ne dirais pas nécessairement
8 dans un écrit, parce que c'est trop long de le dire
9 ou... Bon. Et j'ai des gens techniques autour de la
10 table qui vont comprendre, qui vont comprendre ces
11 enjeux-là et ça va permettre de trouver des
12 compromis, des solutions.

13 Et pourquoi est-ce que je parle de
14 compromis et de solutions? Parce que c'est clair
15 que notre régime québécois est un régime qui doit
16 donner ouverture à ces compromis et ces solutions-
17 là. Et c'est le défi de pouvoir prendre une boîte
18 avec des normes de fiabilité puis dire : oui, cette
19 boîte-là elle est très détaillée mais elle n'est
20 pas parfaite. Elle n'est pas parfaite parce qu'elle
21 est toujours en évolution. On l'a vu pour la
22 question de la PRC-025 au niveau des commentaires
23 de la Régie, on a mis une norme puis là on s'est
24 rendu compte qu'il y avait des problèmes
25 d'application, puis là on est en train de faire

1 d'autre chose, je voulais dire la EOP-004. Et c'est
2 pour ça qu'on ne peut pas procéder d'une rigidité
3 complète, il faut toujours avoir à l'esprit qu'on
4 est dans un mode d'application d'un régime qui doit
5 être flexible, qui doit prendre en compte les
6 particularités des entités visées et de s'adapter
7 pour le rendre conforme toujours sous la,
8 évidemment, sous le parapluie de la fiabilité du
9 réseau. Premier point.

10 Mon deuxième point, vous avez vu, lorsque
11 je vois le Coordonnateur venir témoigner, puis on
12 me dit : « Moi, je suis chef de ci, je suis chef de
13 ça », j'ai l'organigramme avec des dizaines de
14 cases de chefs et j'ai quinze (15) personnes, cinq
15 (5) personnes, un autre dix (10) personnes,
16 l'équipe du Coordonnateur, l'équipe est immense au
17 niveau de Hydro-Québec, ceux qui s'occupent des
18 normes de fiabilité. RTA, j'ai une personne. ELL,
19 j'ai un petit groupe équivalent au groupe de RTA.
20 Dans l'industrie privée, évidemment, nous n'avons
21 pas les ressources pour mettre des dizaines
22 d'experts dans des champs très précis
23 d'intervention, d'opération.

24 Et lorsqu'on reçoit, comme on a reçu en
25 deux mille seize (2016), trois dossiers simultanés

1 de normes, je dois vous avouer que monsieur Fortin
2 a passé une nuit blanche en disant : comment est-ce
3 que je vais faire pour gérer tout ça? Comment est-
4 ce que je vais faire pour m'assurer que je
5 comprends bien toutes les modifications, que je
6 suis en mesure de bien assimiler, puis voir de
7 quelle façon ça peut s'appliquer à nos
8 installations, puis de voir, de faire, de voir
9 si... est-ce qu'on est affecté ou non? Est-ce qu'il
10 y a des impacts ou non? Si oui, pourquoi, puis
11 comment est-ce qu'on les gère, puis qu'est-ce qu'on
12 doit faire? Est-ce qu'on demande une intervention à
13 la Régie? Pourquoi? Puis qu'est-ce qu'on doit dire
14 à la Régie?

15 (12 h 52)

16 Alors, je dois vous avouer que ça, les
17 séances de travail ont beaucoup aidé, ont beaucoup
18 aidé à faire descendre cette pression énorme qui
19 est arrivée par l'arrivée de dizaines et de
20 dizaines de normes qu'on voulait modifier, retirer
21 et faire adopter par la Régie. D'où... Et ça, c'est
22 un message que je passe au Coordonnateur, d'avoir à
23 l'esprit que lorsqu'on vient devant la Régie pour
24 demander de faire de tels dossiers et d'avoir à
25 l'esprit ce que les entités visées, évidemment,

1 doivent gérer en termes de ressources puis
2 d'horizon temporel.

3 Et, donc, d'avoir fait ces dossiers par
4 famille a beaucoup aidé aussi; famille de normes.
5 Évidemment, quand ça se reproduira, si ça se
6 reproduit, ça serait une façon, je pense, logique
7 et pratique d'aborder devant la Régie l'analyse des
8 normes par famille.

9 Troisième point, les séances de travail
10 permettent, je pense, à tous les joueurs à la
11 Régie, aux membres techniques de la Régie, de
12 pénétrer encore plus les particularités de notre
13 industrie. On connaît... la Régie a une excellente
14 expertise au niveau des normes, factuellement
15 comment ça se passe au niveau du terrain. Souvent
16 le terrain peut avoir une incidence sur la façon
17 d'appliquer les normes, et je pense que d'avoir
18 cette perspective-là et d'avoir les membres
19 techniques de la Régie donne un éclairage encore
20 plus important lorsque vient le temps de plaider
21 des dossiers comme aujourd'hui on le fait, parce
22 qu'on comprend maintenant encore mieux ce que c'est
23 le terrain pour les entités visées.

24 Alors, généralement ça complète... ça
25 complète mes commentaires sur l'utilité des séances

1 de travail, et certainement celles qu'on a vécues
2 ont été bénéfiques à la Régie et ont réduit
3 considérablement le temps qu'on a dû... qu'on a dû
4 investir pour cibler, ou éviter, évidemment,
5 d'avoir un débat beaucoup plus large. Donc, c'est
6 beaucoup plus simple à gérer pour la Régie, puis
7 beaucoup plus efficace pour notre système de
8 fiabilité. Alors voici, c'était les commentaires
9 que j'avais pour la Régie.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Merci, Maître Grenier. Écoutez, j'aurai peut-être -
12 c'était quand même clair votre présentation; votre
13 argumentation - j'aurais probablement une question
14 en ce qui concerne la norme PRC-024. Mais
15 j'aimerais, comme vous, j'aimerais peut-être
16 valider auprès de l'équipe de la Régie pour
17 s'assurer que j'ai une bonne compréhension avant de
18 vous le demander, ou si ça a peut-être été dit puis
19 que je ne me rappelle plus, mais je veux juste vous
20 faire part que c'est dans la PRC-024, l'exigence
21 e2, le dernier « bullet », et je veux juste avoir
22 un petit peu une compréhension avec l'équipe.
23 C'est au sujet de, bien, justement, du dernier
24 « bullet », là, ça fait que je veux juste m'assurer
25 puis je reviendrai après le dîner.

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Quand vous parlez du dernier « bullet », vous
3 parlez sur ma présentation ou dans la norme?

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Non, je parle de l'exigence. Je parle de la norme
6 PRC-024.

7 Me PIERRE D. GRENIER :

8 Très bien.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Page 4 de 15 dans le... Bien en fait, c'est que je
11 me demandais si ça prévoyait une forme d'exemption,
12 puis si vous pouviez commenter cette disposition-
13 là, mais je vais quand même valider un peu avec mon
14 équipe, puis si c'est clair, bien il n'y aura pas
15 de problème, sinon, bien je vous reposerai la
16 question en revenant de la pause lunch. Alors nous
17 allons prendre une heure (1h) pour dîner. Nous
18 allons après ça procéder à l'argumentation de ELL,
19 puis ensuite, peut-être que vous me... vous aurez
20 sûrement une réplique, Maître Tremblay; je suis pas
21 mal certaine.

22 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

23 Oui, j'aurai une courte réplique. Mais avec la
24 pause du dîner on va être en mesure de procéder. À
25 moins qu'on ait des surprises du côté de

1 l'argumentation de ELL, on devrait être en mesure
2 de procéder immédiatement par la suite.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 O.K. Donc, de toute façon, si vous avez besoin
5 d'une pause vous le mentionnez. Alors, on se
6 retrouve à deux heures (2 h 00).

7 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

8 REPRISE DE L'AUDIENCE

9 (14 h 04)

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Bonjour, Maître Grenier. J'aurais effectivement une
12 question pour vous. La pause lunch a aussi porté
13 fruit chez nous. Écoutez, c'est au sujet de la PRC-
14 024, comme je vous avais dit, à l'exigence E-2, le
15 dernier bullet.

16 Ce que j'en fais à la lecture de cette
17 dernière, il y a peut-être une possibilité pour
18 l'entité d'avoir une exemption sur certaines
19 conditions en autant qu'elle en avise le
20 planificateur.

21 Alors, selon vous, est-ce que cette
22 disposition-là ne permet pas à RTA de répondre à
23 ses préoccupations en lien avec les réglages de
24 surtension prévus à l'Annexe II proposés par le
25 Coordonnateur?

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 La réponse, c'est... la réponse, elle est double.

3 La réponse est c'est une possibilité, mais je vais
4 vous expliquer pourquoi ce n'est pas pratiquement
5 une option pour RTA.

6 Comme on l'a expliqué dans la preuve, RTA a
7 des relais qui ne permettent pas d'atteindre les
8 réglages demandés. Le terme « limitation » que l'on
9 voit dans le dernier bullet pourrait s'appliquer
10 soit à des équipements ou soit à des relais. Bon.

11 Quant aux équipements qui ne permettraient
12 pas de tolérer les surtensions dont on parle, comme
13 les transformateurs et les groupes de génération,
14 ça, il n'y a pas eu d'étude détaillée qui a été
15 faite par... par RTA à ce niveau-là, mais la
16 réponse est « oui ». On pourrait demander une
17 exemption s'il y a des limitations pour les
18 équipements.

19 Quant aux relais, il y a également... il y
20 a également des limites comme on a expliquées au
21 niveau de la preuve et il y a potentiellement une
22 exemption qui pourrait être demandée. Le problème,
23 ce n'est pas au niveau des exemptions qu'on peut
24 demander, le problème est le suivant.

25 C'est que la mécanique d'exemption amène

1 les problèmes suivants ou la complexité suivante.
2 Dans la gestion de son parc d'équipements de ses
3 installations, RTA, comme je présume la plupart des
4 propriétaires d'installations, ont des
5 philosophies, des stratégies. Ils ont des standards
6 qu'ils appliquent à travers leur réseau pour
7 s'assurer que tout le monde comprend c'est quoi les
8 standards applicables à leur réseau.

9 D'introduire des mécanismes d'exception,
10 c'est d'aller à l'encontre, de créer des brèches
11 dans ces standards-là au niveau de l'application.

12 Et comme expliquait monsieur Fortin ce midi
13 en lunchant, il dit : « Pour nous, ça crée des
14 pièges. Ça crée des pièces au niveau de
15 l'application de notre philosophie et de nos
16 standards, de sorte qu'il y a deux problèmes
17 potentiels qui peuvent se créer. Un problème où on
18 met à risque nos équipements sans le vouloir et un
19 problème où on devient non conforme sans le
20 vouloir. »

21 Donc, au lieu de tenter de gérer, de gérer
22 dans son ensemble le parc d'équipements de manière
23 uniforme, on est en train de créer des petites
24 exceptions ici, des petites exceptions ici, de
25 sorte que ça va créer ce niveau de complexités là.

1 Et évidemment, dans sa philosophie de gestion, RTA
2 préfère éviter de procéder par ces demandes
3 d'exemption qui sont, somme toute, un mécanisme qui
4 est assez important parce qu'il faut que le
5 Coordonnateur soit d'accord et il faut que le
6 surveillant soit aussi d'accord.

7 Et somme toute, je vous dirais, c'est comme
8 de tuer une mouche avec un canon parce que, ce
9 qu'on demande, c'est... Le problème qu'on a
10 présentement, c'est une petite anomalie au niveau
11 des sous-tensions entre une et trois secondes.
12 Alors, vous me demandez de... vous proposez de
13 procéder par un mécanisme d'exemptions où on met le
14 fardeau sur ma cliente de rendre plus complexe la
15 gestion de ses équipements, avec les risques que ça
16 comporte tels que je les ai décrits. Avec une
17 possibilité telle de corriger, de corriger cette
18 courbe ou de... telle que je vous l'ai proposée
19 dans mes solutions. Et qui est beaucoup plus
20 simple, beaucoup plus prévisible et qui n'a pas un
21 effet pernicieux d'introduire des exceptions aux
22 règles générales, alors c'est...

23 Donc, la réponse, c'est pour ça que je vous
24 dis elle est double. Oui, c'est possible, mais non
25 pratiquement, ça, ce n'est pas... ce n'est pas une

1 solution qui est envisageable pratiquement parlant
2 pour RTA. Et non seulement c'est pas envisageable,
3 mais de procéder par exemption plutôt que de faire
4 la simple correction demandée, c'est de passer d'un
5 côté à l'autre en termes de mesure. La mesure
6 demandée, elle est simple, elle est minime.
7 L'exemption, elle est beaucoup plus importante et
8 elle dépend de la discrétion du Coordonnateur, la
9 discrétion du surveillant au niveau de la
10 conformité et ça peut, évidemment, occasionner des
11 problèmes à ma cliente d'incertitudes en termes de
12 conformité ou pas. Donc, ça, c'est la réponse de
13 RTA suite à ma consultation avec monsieur Fortin.
14 Est-ce que ça a été clair?

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Oui. Non, ça répond à... C'est parce que je
17 pensais qu'avec ça, c'était une exemption
18 automatiquement, mais ce n'est pas le cas, là.

19 Me PIERRE D. GRENIER :

20 C'est pas automatique, non.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Et ce n'est pas le cas...

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 Non.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... de ce que je peux comprendre de votre réponse.

3 Alors, merci pour la clarification. Maître Dubé,
4 pour ÉLL.

5 (14 h 10)

6 PLAIDOIRIE PAR Me NICOLAS DUBÉ :

7 Alors, bonjour. Nicolas Dubé pour ÉLL. Je vais
8 tenter d'être bref. J'avais annoncé environ trente
9 (30) minutes mais c'était avant qu'on puisse
10 s'entendre avec le Coordonnateur de la fiabilité
11 sur les MOD-001, 008 et 029. Donc, je vais en avoir
12 environ pour une dizaine de minutes.

13 Je vais commencer avec les MOD-001, 008 et
14 029. Comme vous le savez, nous avons soulevé un
15 enjeu, en séance de travail, par rapport au texte
16 de l'Appendice C, en regard du texte des MOD. Nous
17 avons soulevé, en séance de travail, certaines
18 disparités entre les différents textes. Sans avoir
19 fait une analyse mot à mot, on avait soulevé
20 certaines disparités, ce qui avait fait naître, au
21 sein d'ÉLL, certaines préoccupations par rapport à
22 la cohérence entre le texte de l'Appendice C et les
23 textes des MOD dont il est question.

24 L'Appendice C est un élément important du
25 Tarifs et conditions, surtout pour les clients

1 point à point du Transporter, comme ÉLL. Donc, ÉLL
2 tient absolument à s'assurer qu'il y ait une
3 cohérence entre le texte de l'Appendice C et les
4 textes des MOD, surtout qu'il n'y a pas de
5 contradiction. On voudrait éviter de se retrouver
6 dans une situation où les MOD sont adoptés et qu'il
7 y aurait des conflits ou des différences sur
8 l'interprétation à apporter au texte de l'Appendice
9 C en regard des MOD-001, 008 et 029.

10 Donc, la proposition du Coordonnateur est
11 d'arrimer la date d'entrée en vigueur des MOD avec
12 la date d'entrée en vigueur des prochains Tarifs et
13 conditions. Nous appuyons cette proposition, bien
14 entendu, c'est une solution qui est pratico
15 pratique, qui répond à nos attentes. On a entendu,
16 dans le témoignage du Coordonnateur, qu'il s'attend
17 à ce que les MOD entrent en vigueur en deux mille
18 dix-huit (2018). Donc, pour ce faire, il faudrait
19 que les Tarifs et conditions, si besoin est, soient
20 modifiés dans le cadre de la demande tarifaire deux
21 mille dix-huit (2018). On est tout à fait d'accord
22 avec cette proposition, on n'a pas d'objection à ce
23 que les MOD entrent en vigueur le plus rapidement
24 possible.

25 Toutefois, ce qui m'a préoccupé, lorsque

1 j'ai interrogé le représentant du Transporteur,
2 monsieur Dusseault, il a mentionné, dans son
3 témoignage, que sa compréhension était qu'il
4 s'agissait de modifications mineures et qu'il ne
5 croyait pas que le Transporteur voit une urgence à
6 agir très rapidement. Alors que, dans la
7 présentation du Transporteur, on nous disait qu'on
8 va le faire dès que possible.

9 Donc, nous, ce que ÉLL voudrait de la
10 Régie, c'est qu'il y ait une demande dans la
11 décision, si jamais vous appuyez la proposition du
12 Coordonnateur, à laquelle on donne notre appui, de
13 demander au Transporteur de faire un suivi dans la
14 demande tarifaire deux mille dix-huit (2018).

15 Donc, si le Transporteur est d'avis qu'il y
16 a des modifications qui sont requises à l'Appendice
17 C, qu'il fournisse une preuve à cet effet pour
18 justifier les modifications. S'il n'y a pas de
19 modifications qui sont requises, à ses yeux, à
20 l'Appendice C, bien, qu'il fournisse également une
21 preuve à cet effet, avec des justifications, pour
22 qu'on puisse évaluer le bien-fondé de sa position.

23 Je ne vous citerai pas la décision
24 D-2012-010, mon confrère l'a fait, je vous réfère
25 exactement au même paragraphe, où il était déjà

1 prévu, en phase 2 de ce dossier-ci, que le texte de
2 l'Appendice C soit revu au besoin en fonction des
3 MOD à être adoptés par la Régie.

4 Pour ce qui est de la PRC-024. Dans une
5 lettre adressée à la Régie, qui est la C-ÉLL-013,
6 nous avons indiqué à la Régie qu'ÉLL n'avait pas
7 d'enjeu par rapport à cette norme, c'est encore le
8 cas aujourd'hui. Par contre, on... on est d'accord
9 avec les préoccupations soulevées par RTA et on les
10 partage, à l'effet d'avoir des courbes de sous-
11 tension et de surtension plus contraignantes que ce
12 qui est proposé par la NERC. Et on a certaines
13 préoccupations par rapport au précédent que ça
14 pourrait créer, notamment en raison du fait que ce
15 qui est proposé, bien, provient des exigences de
16 raccordement au réseau d'HQT.

17 (14 h 15)

18 Pour ce qui est de la norme EOP-004, ce n'est pas
19 véritablement un enjeu, nous l'avons soulevé
20 également en prévision de cette audience-ci. Nous
21 avons noté certaines références au FBI, par
22 exemple, dans le texte de la norme. Si vous allez
23 dans notre lettre, la C-ÉLL-013 dans le dossier R-
24 3944-2015, on a identifié dans la lettre les
25 endroits où il y a une mention au FBI, donc ce

1 n'est pas vraiment une préoccupation, mais par
2 souci de clarté, on croit que l'exigence E1,
3 lorsqu'il est fait référence aux organisations, il
4 devrait y avoir une disposition particulière qui
5 fait mention des organisations ayant compétence.
6 Idem lorsqu'on fait référence aux autorités
7 policières, on suggère qu'il y ait une disposition
8 particulière pour l'exigence 1 qui fait référence
9 aux autorités policières ayant compétence.

10 Je vous réfère à cet égard-ci à la décision
11 D-2015-098, aux paragraphes 42 et 43, c'était en
12 lien avec la norme CIP-001-2A où, à l'exigence E4,
13 il était effectivement fait référence au FBI et la
14 Régie a demandé à ce qu'il y ait une disposition
15 particulière dans l'Annexe Qc pour faire référence
16 aux autorités policières ayant compétence.

17 Je suis conscient que dans la norme EOP-
18 004, il y a un exemple de déclaration d'événement
19 où à la fin il y a un petit astérisque où on
20 mentionne qu'au Canada ça va être les autorités
21 canadiennes qui vont s'appliquer, mais par souci de
22 clarté, de précision et de cohérence avec ce qui
23 est fait dans les autres normes, dont la CIP-001-
24 2A, c'est la suggestion d'ÉLL.

25 Le dernier item que je veux adopter avec

1 vous, c'est la pertinence des séances de travail.
2 Donc, tout comme mon confrère qui représente RTA,
3 ÉLL, j'en ai discuté avec mes clients, ils jugent
4 les séances de travail très pertinentes, très
5 constructives, ils sont favorables au maintien des
6 séances de travail et elles sont très appréciées
7 par ma cliente.

8 Les séances de travail permettent de poser
9 des questions sur la compréhension des normes, de
10 soulever certaines préoccupations auprès de la
11 Régie, auprès du staff de la Régie et auprès du
12 Coordonnateur de la fiabilité. On a discussions
13 franches, informelles qui permettent, à la sortie
14 de ces séances de travail là, de mettre de côté
15 plusieurs préoccupations que nous avons et
16 d'apporter des clartés par rapport à notre
17 compréhension quant aux normes de fiabilité.

18 À preuve, pour ÉLL, nous avons soulevé,
19 pour les six blocs, nous avons soulevé plusieurs
20 préoccupations avant les séances de travail et
21 après les séances de travail. Comme vous pouvez le
22 voir, nous avons réglé la quasi totalité des
23 enjeux que nous avons. Il en restait un, l'enjeu
24 par rapport aux MOD, on a eu des discussions avec
25 le Coordonnateur qui ont abouti à la proposition

1 qui vous a été faite aujourd'hui. Donc, de notre
2 côté, ça fonctionne.

3 J'irais dans le même sens que ce que maître
4 Grenier a dit. Au sein d'ÉLL, c'est deux ou trois
5 personnes qui s'occupent du dossier des normes,
6 principalement deux. C'est une charge de travail
7 qui est énorme pour ces gens-là, d'autant plus
8 qu'ils ne font pas juste une vigie pour le Québec,
9 mais pour d'autres juridictions également.

10 Donc, dans le dossier R-3996-2016, le
11 Coordonnateur propose de modifier le processus de
12 consultation publique des dossiers des normes de
13 fiabilité déposés à la Régie. Si jamais la Régie
14 accepte que le processus public saute, nous on
15 voudrait s'assurer qu'entre le dépôt des normes à
16 la Régie et les séances de travail, il y ait un
17 délai suffisant pour permettre à nos gens
18 d'analyser les normes et de se faire une tête sur
19 ce qui est déposé par le Coordonnateur de la
20 fiabilité.

21 On a bien apprécié aussi que les normes
22 soient regroupées par blocs et par familles, ce qui
23 a été apprécié aussi au sein de notre cliente, puis
24 c'est peut-être une suggestion aussi pour l'avenir.
25 Les blocs 5 et 6 avaient été modifiés pour

1 transférer toutes les normes qui s'appliquaient à
2 ÉLL et à RTA dans le bloc 5 et ne garder que les
3 normes qui s'appliquaient au Coordonnateur et
4 autres fonctions dans le bloc 6.

5 (14 h 20)

6 Donc, lorsqu'il est possible de le faire, c'est
7 quelque chose qui est apprécié par notre cliente.
8 Ça évite les déplacements. Ça diminue les coûts
9 également. Donc, ça conclut mes courtes
10 représentations dans ce dossier-ci. Bonne fin de
11 journée.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Merci, Maître Dubé. C'était clair. Maître Tremblay.

14 RÉPLIQUE PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Bonjour à nouveau. J'ai quelques éléments de
16 réplique à l'argumentation de RTA. Je n'en ai pas
17 relativement à l'argumentation de ÉLL. Et je
18 souhaite également à la fin vous exposer le point
19 de vue du Coordonnateur relativement à la question
20 que vous avez posé sur la norme PRC-024 qui diffère
21 de celle que vous avez entendue.

22 Le premier point de ma réplique, c'est de
23 tenter de remettre un peu d'ordre dans le -comment
24 je dirais ça- l'application du modèle de fiabilité
25 de la NERC au Québec. On a une bonne compréhension

1 puis qu'on dissipe un peu de confusion là-dedans.

2 Quand, par exemple, dans l'interconnexion
3 du Québec, nous avons bien sûr un coordonnateur de
4 la fiabilité, qui est le Coordonnateur de la
5 fiabilité de l'ensemble de l'interconnexion. C'est
6 la direction, elle a été nouvellement désignée,
7 Direction principale de contrôle des mouvements
8 d'énergie et exploitation du réseau qui a été très
9 récemment désigné.

10 Cette direction-là assume également la
11 fonction de B.A. -le mot français me manque- et
12 également d'exploitant du réseau de transport, donc
13 TOP, BA, RC. Pas pour Hydro-Québec, pour l'ensemble
14 de l'interconnexion du Québec, pour toutes les
15 entités qui sont dans l'interconnexion du Québec.
16 C'est important de le rappeler.

17 Il est certain qu'Hydro-Québec, dans ses
18 activités de transport, est également un joueur
19 important, pas en tant que transporteur, en tant,
20 et là on est dans des dossiers de fiabilité, en
21 tant qu'entité qui joue plusieurs rôles
22 d'importance en matière... dans le cadre du modèle
23 fonctionnel de la NERC. Alors, bien sûr, on a le
24 propriétaire d'installations de transport. C'est
25 une chose. Mais également Planificateur. Et le P.C.

1 ou le « planning coordinator ». Je vais dire
2 Planificateur.

3 C'est le planificateur pas juste d'Hydro-
4 Québec, c'est le planificateur de l'interconnexion
5 du Québec et qui a une certaine juridiction en tant
6 que planificateur qui s'applique pas juste aux
7 entités d'Hydro-Québec, à l'ensemble des entités.
8 Alors, si je prends, par exemple, les normes
9 PRC-006 et 024 qui vont jusqu'à un certain point
10 ensemble, il y a une forte composante de
11 planification dans ces normes-là. Et quand on vient
12 vous présenter la courbe qui fait l'objet de
13 l'Annexe Québec dans la norme PRC-024, c'est la
14 courbe du Planificateur. On essaie, je pense, de
15 vous dépeindre ça comme étant la courbe d'HQT qui
16 fait ses affaires de son côté, puis qui n'a à coeur
17 que ses besoins.

18 Attention! C'est la courbe de planification
19 de l'interconnexion du Québec. Et c'est une bonne
20 courbe, parce que la Régie l'a approuvée dans le
21 contexte des exigences techniques de raccordement
22 du Transporteur. Donc, c'est à la suite d'un débat
23 relativement détaillé. Alors, c'est une bonne
24 courbe. Il y a un précédent décisionnel de la Régie
25 sur cette courbe-là. Et il est tout à fait attendu,

1 raisonnable, prévisible que, à l'ultime, cette
2 courbe-là soit celle qui soit proposée par le
3 Coordonnateur de la fiabilité dans les normes
4 PRC-006 et PRC-024.

5 C'est la courbe du Planificateur. C'est une
6 bonne courbe. Le Coordonnateur a fait son
7 évaluation. Vous avez entendu les témoignages là-
8 dessus. Et il vient la présenter à la Régie comme
9 Annexe Québec valable pour l'interconnexion du
10 Québec. Bénéfice important pour plusieurs entités
11 qui n'auront pas à démontrer leur conformité à deux
12 courbes. Ça, je l'ai déjà dit. Le seul problème
13 qu'une entité y voit, semble-t-il, c'est l'entité
14 RTA qui vous a mentionné ses éléments
15 d'argumentation tantôt.

16 (14 h 25)

17 Alors, il semble y avoir une absence de
18 compréhension commune sur le rôle de chaque entité
19 dans ce processus réglementaire. Ici, c'est du
20 processus, même on pourrait dire quasi législatif
21 qu'on fait devant la régie puisqu'on en adopte des
22 normes qui ont une portée obligatoire et qui sont
23 assorties de SAP, de sanctions administratives
24 pécuniaires. Alors, quand le Coordonnateur se
25 présente ici devant vous, arrive avec une

1 proposition, une proposition qui dans le cas de la
2 PRC-024 a évolué au cours des séances de travail,
3 c'est une bonne chose, bien, quand la loi vient
4 nous dire qu'on doit évaluer l'impact, la
5 pertinence, c'est une chose, et l'impact des
6 normes, bien, les entités qui participent au
7 processus réglementaire devant la Régie ont un rôle
8 à jouer là. C'est-à-dire que l'impact ce n'est pas
9 de dire, par rapport à cette proposition du
10 Coordonnateur, nous serions conformes à un pour
11 cent (1 %), zéro pour cent (0 %), cent pour cent
12 (100 %) ou nous ne serions pas conformes. Ce n'est
13 pas ça l'impact d'une norme, là. Ce n'est pas ça
14 l'impact de l'adoption d'une norme. On s'attend à
15 ce que les entités qui seraient visées par les
16 propositions qui sont formulées par le
17 Coordonnateur dans le cadre du processus soumettent
18 l'impact de se rendre conformes à la norme. Ça
19 m'apparaissait quelque chose d'évident. Et c'est ça
20 que l'on recherche, parce que la Régie, j'imagine,
21 avant de mettre, d'adopter et de mettre en vigueur
22 des normes, veut connaître l'impact et c'est bien
23 normal. Et vous l'avez fait, par exemple, dans le
24 dossier 3952, vous vouliez connaître l'impact sur
25 une entité d'avoir, en termes de dollars par

1 exemple, de travaux, d'investissements, si on
2 adoptait telle norme. C'est ça l'impact.

3 Et je pense que c'est la compréhension de
4 la Régie, c'est la compréhension du Coordonnateur,
5 mais je pense qu'il y a un besoin de clarifier
6 cette notion-là et de clarifier ce à quoi on
7 s'attend des entités visées dans le cadre des
8 travaux devant la Régie. Et nous sollicitons
9 l'intervention de la Régie peut-être dans sa
10 décision pour lancer un signal, si besoin est, plus
11 clair aux entités. Il ne suffit pas de dire : je
12 serai conforme, je ne serai pas conforme. Il faut
13 indiquer qu'est-ce qui est nécessaire pour se
14 rendre conforme quand la proposition est faite.
15 Alors, ça, ça me paraît un point important qui
16 devrait, si à mon avis, il était mieux compris par
17 tous, faciliterait probablement le déroulement des
18 dossiers. Je vous le soumets respectueusement.

19 Et dans le cas particulier de RTA, comme
20 son réseau est interconnecté à quatre endroits ou
21 trois points d'interconnexion, quatre liens avec le
22 réseau de HQT, RTA est partie intégrante de
23 l'interconnexion du Québec. Et je vous mets en
24 garde contre l'affirmation que l'on répète souvent
25 que RTA ne dessert pas la charge locale, je pense

1 que cette notion de charge locale n'a pas de
2 résonnance dans un dossier de normes de fiabilité,
3 c'est une notion qu'on va retrouver aux Tarifs et
4 conditions des services de transport, on va parler
5 de ressources désignées, par exemple, on va parler
6 des grandes sections des tarifs et conditions, par
7 exemple, il y a une section qui s'applique pour la
8 charge locale, la section 4, par rapport au
9 transport de point à point là. C'est une question
10 de réglementation et de tarification qui est propre
11 aux activités de HQT, là, dans sa fonction ici, si
12 on veut faire un parallèle de TSP. Mais que RTA ne
13 desserve pas de la charge locale ici, je ne pense
14 pas que c'est un élément sur lequel on peut
15 valablement s'appuyer pour conclure quoi que ce
16 soit.

17 Au contraire, c'est une entité qui est
18 importante pour l'interconnexion du Québec, qui
19 joue plusieurs rôles du modèle fonctionnel de la
20 NERC, qui n'est pas qu'un client industriel, c'est
21 un propriétaire de réseau de transport, c'est un
22 exploitant d'installations de production, un
23 propriétaire d'installations de production, c'est
24 un également DP, donc un rôle important qui n'est
25 pas que celui d'alimenter ses propres usines, là,

1 il y a aussi un réseau qui est vivant, qui est
2 interconnecté avec celui d'HQT et c'est important
3 qu'il soit, que tous réalisons que c'est un joueur
4 important et qu'il y a certaines exigences qui
5 doivent s'appliquer à ce type d'entité là, comme
6 celle qu'on propose.

7 (14 h 31)

8 Donc, les fameux critères de HQT, bien, se
9 sont les critères à mon avis du Planificateur,
10 comme on doit le comprendre ici. Et l'entrée en
11 vigueur, on commence à avoir un régime obligatoire
12 des normes de fiabilité au Québec qui comporte un
13 grand nombre de normes, qui sont issues de débats
14 devant la Régie depuis quelques années déjà. Et il
15 est possible que l'entrée en vigueur de nouvelles
16 normes, puis ici on parle quand même d'un domaine
17 techniquement très complexe, qui est important pour
18 la société québécoise, qui a fait l'objet d'une
19 modification législative à la Loi sur la Régie de
20 l'énergie, une modification d'importance, il est
21 possible que ce changement de régime, ou
22 l'introduction de ce niveau régime-là, ait des
23 impacts sur les entreprises. C'est très possible,
24 là. Alors, et quand on nous dit de la part des
25 entités : « Bien, on a un employé ou un

1 demi-employé ou trois employés qui font la
2 totalité », ce n'est pas statique ces choses-là. En
3 l'absence d'un régime de réglementation, il est
4 possible qu'un employé soit suffisant. En présence
5 d'un régime complexe de réglementation, bien, il
6 est tout à fait envisageable qu'on ait besoin de
7 ressources supplémentaires, là. Ça fait que ça je
8 vous mets en garde un peu contre ce raisonnement un
9 peu circulaire du type : bien, ne nous demandez
10 rien puis que nous n'avons pas de ressource. Ça
11 veut dire qu'on refuse de s'adapter au... on
12 refuserait de s'adapter au changement de régime à
13 mon avis.

14 Rappelons-nous que la loi a été modifiée
15 par le législateur, et ce n'est pas pour des
16 changements cosmétiques. C'est un véritable régime,
17 et je pense que c'est la Régie qui est d'ailleurs
18 le mieux placée pour apprécier ce nouveau régime.

19 Commentaire sur la norme EOP-004. J'ai deux
20 commentaires. D'abord à la page 16 de la
21 présentation de mon confrère, à la dernière puce,
22 là, où on met - on mentionne, pardon - que :

23 La Régie ne peut permettre, par le
24 biais d'une norme applicable au Québec
25 à une autorité étrangère de forcer une

1 entité visée à transmettre un document
2 au sens de la loi.

3 L'autorité étrangère ici, que ce soit le ERO, la
4 NERC ou encore le NPCC, peu importe celle que l'on
5 prend, n'a aucun pouvoir. Aucun pouvoir. C'est la
6 Régie qui détient les pouvoirs et qui les exerce.

7 Alors, la norme qui est proposée ici par le
8 Coordonnateur ne confère ou n'accorde aucun pouvoir
9 à quelque autorité étrangère que ce soit. Ce sont
10 des organismes qui vont recevoir des
11 communications, et s'ils sont insatisfaits, ils ne
12 peuvent pas s'en plaindre en vertu des normes,
13 c'est la Régie qui va, on le sait, superviser le
14 processus des normes. Alors, s'il devait avoir une
15 entité qui devait transmettre une information et
16 qui ne l'a pas fait, bien, ça serait adressé dans
17 un, pardonnez-moi l'anglicisme, ça sera analysé
18 dans le cadre du processus de surveillance qui sera
19 mis en place, selon l'encadrement qui est prévu par
20 la loi. Donc là, jusque là, rien d'exceptionnel.

21 Mais je pense que la mention qui est ici
22 est inexacte, là, et que quand on lit la décision
23 que je vous mentionnais dans mon plan
24 d'argumentation, il est clair que la Régie s'est
25 approprié ce domaine, a analysé de façon détaillée

1 quelles étaient les informations qu'elle voulait
2 recevoir en surveillance versus les informations
3 qui devaient être transmises à une autre entité
4 comme la NERC dans le cadre du maintien de la
5 fiabilité. Alors, je pense que la proposition du
6 Coordonnateur, donc, est conforme aux lois du
7 Québec et aux décisions, je dirais même au corpus
8 décisionnel de la Régie dans le domaine des normes
9 de fiabilité.

10 D'ailleurs, la norme en question ici, si
11 elle est adoptée par la Régie, bien, ce n'est pas
12 une simple norme d'un organisme de normalisation,
13 c'est une norme qui devient obligatoire, donc par
14 un acte quasi législatif de la Régie qui adopte une
15 norme à portée obligatoire. Donc, c'est un tribunal
16 administratif qui va se prononcer sur l'adoption
17 d'une norme. Ça a une force légale, je dirais,
18 forte. Et d'ailleurs, je pense que la Régie prend
19 ce rôle au sérieux, la preuve en est, le dossier
20 dans lequel nous travaillons aujourd'hui.

21 Et je vois une note ici que je mettais
22 mise, là, pour mon sujet précédent au sujet des
23 impacts de l'adoption d'un nouveau régime. Alors,
24 j'ai entendu mon confrère parler des standards de
25 performance ou de philosophie chez RTA. C'est bien.

1 C'est correct. Mais il est possible qu'il faille
2 réviser certains aspects de ça en raison de
3 l'implantation d'un régime de fiabilité. Le
4 Transporteur le fait, le Coordonnateur le fait et
5 certaines entités peuvent avoir à apporter certains
6 changements. Il n'y a là rien de répréhensible,
7 rien de suspect, c'est au contraire, à mon avis,
8 une saine évolution du régime, une conséquence
9 d'une saine évolution du régime.

10 (14 h 36)

11 Si je reviens à PRC-24, je veux revenir sur
12 la question du fardeau de preuve pour que ce soit
13 très clair. Le travail du Coordonnateur en vertu de
14 la loi, c'est de recevoir les normes établies par
15 la NERC, qui est mandatée par la Régie en vertu
16 d'une entente pour développer des normes. Ensuite,
17 d'en faire l'analyse et de proposer des adaptations
18 pour l'interconnexion du Québec. C'est son rôle, au
19 Coordonnateur, dans la loi. Alors l'objet de
20 décision à la Régie c'est pas la norme de la NERC
21 originale, c'est la proposition du Coordonnateur.
22 C'est là-dessus que la Régie doit se prononcer.

23 Alors le Coordonnateur a-t-il le fardeau de
24 justifier sa proposition? Évidemment. Mais à mon
25 avis, puis ça rejoint ce que je disais au début, le

1 pendant de ça c'est que si une... c'est que
2 l'entité qui vient demander soit une exemption, un
3 retrait, peu importe, a le fardeau d'expliquer les
4 impacts sur elle. Et pas juste de dire si elle
5 serait ou pas conforme, mais d'aller plus loin que
6 ça. Et c'est là-dessus donc que je sollicitais une
7 intervention de la Régie en début de présentation.

8 Un point concernant les précisions
9 apportées par la NERC suite à une question du
10 Coordonnateur et à ce qu'on vous a mentionné, là,
11 au niveau de l'engagement 1... engagement 3. Je
12 voulais juste rappeler que dans son témoignage,
13 monsieur Godbout avait été clair à l'effet que les
14 courriels échangés avec la NERC avaient été
15 complétés par des discussions téléphoniques. Donc
16 je vous invite à ne pas donner suite aux
17 accusations qui ont été faites aujourd'hui à ce
18 sujet-là. Au contraire, la compréhension que l'on
19 en a c'est que la NERC avait une réticence à
20 s'immiscer dans le processus décisionnel de la
21 Régie, donc... d'où les mises en garde que vous
22 voyez dans les courriels de la NERC. Donc c'est un
23 terrain glissant pour la NERC, d'où... d'où la
24 façon dont ils se sont exprimés. Mais la réponse,
25 là, du Coordonnateur reflète les discussions

1 courriels et verbales, comme le témoin Michaël
2 Godbout l'avait mentionné.

3 Donc je trouvais les commentaires formulés
4 à cet égard non valables et injustes pour les
5 personnes qui se sont donné la peine d'insister
6 auprès de la NERC pour avoir la... l'opinion de
7 cette... du personnel, en fait cet organisme... je
8 ne peux même pas dire de cet organisme puisqu'ils
9 ont fait des réserves à cet effet-là.

10 En réponse à la question que vous posiez
11 concernant l'exigence E-2, là, de la norme PRC-24.
12 Nous avons une compréhension en fait très
13 différente de ce qui vous a été mentionné tout à
14 l'heure par mon confrère, en ce que le
15 Planificateur peut permettre des réglages, par
16 exemple, qui sont, on l'a dit, là, dans le texte de
17 l'exigence E-2, moins rigoureux que ceux prescrits
18 à l'annexe 2. Ça, c'est la courbe. Notre... la
19 compréhension du Coordonnateur c'est que le
20 Planificateur est disposé à examiner cette question
21 avec les entités qu'il lui demande, y compris RTA.

22 Vous aviez le Planificateur qui était
23 présent ici en la personne de monsieur Dusseault au
24 cours de cette audience. Malheureusement, aucune
25 question, là, de la part des entités ne lui ont été

1 posées là-dessus. Mais notre compréhension était
2 qu'il y a une ouverture. Maintenant, le
3 Coordonnateur n'aurait dans ça qu'un rôle peut-être
4 de facilitateur à jouer, mais c'est vraiment des
5 discussions qui doivent avoir lieu entre le
6 Planificateur et l'entité.

7 Le résultat de ces discussions-là serait la
8 fixation de réglages de différends qui ferait en
9 sorte que... d'atténuer, dans le fond, l'obligation
10 qui est faite auprès de l'entité de respecter la
11 courbe de l'annexe 2 et donc de rendre l'activité
12 de cette entité-là conforme aux exigences de... à
13 l'exigence de la norme.

14 (14 h 41)

15 Alors, le résultat serait un résultat clair
16 au niveau du respect de la norme qui pourrait
17 dissiper tout doute de non-conformité à la norme.
18 C'est vraisemblablement une piste très intéressante
19 pour RTA, toutefois, le Coordonnateur ne peut pas
20 l'exercer à sa place, ça doit venir d'elle et se
21 sont des discussions qui vont impliquer le
22 Planificateur.

23 Mon dernier point concerne la proposition
24 de modalité d'application pour les normes FAC-010,
25 11 et 14. C'est pour apporter certaines précisions.

1 La date du 31 mars qu'on a inscrite au début, c'est
2 parce qu'on estime requis d'avoir une date butoir
3 pour ne pas demeurer dans l'incertitude pendant une
4 trop longue période de temps. On est confortable du
5 côté du Coordonnateur que ça sera... qu'il sera
6 possible de suivre les différentes étapes jusqu'à
7 ce moment-là. Je remplacerais dans mon texte, à la
8 dernière - je suis à la page 6 de mon plan -, j'ai
9 marqué « soit effectué », mais je pense qu'on
10 devrait remplacer le « soit » par « doit être ».
11 Dans un contexte où par ailleurs les normes FAC-
12 010, 11 et 14 sont déjà en vigueur et contiennent
13 plusieurs types d'exigences qui sont déjà... qui
14 ont été déjà étudiées et qui sont bonnes pour
15 l'interconnexion du Québec et bonnes pour la
16 fiabilité, alors on ne veut pas perdre le bénéfice
17 des ces normes-là.

18 Il y a une chose qui est évidente, là,
19 c'est que le niveau de... la première étape de
20 discussions qui devrait avoir lieu, ça sera
21 d'évaluer la performance actuelle des réseaux
22 visés. Alors, il y a certains sous-réseaux du
23 Transporteur, et il y a le réseau de RTA, et je
24 pense que la réponse ne sera pas unique. Il peut y
25 avoir des endroits, par exemple, où le défaut

1 triphasé passe, d'autres endroits biphasés,
2 d'autres endroits monophasés. Est-ce que certains
3 endroits ne peuvent pas supporter un défaut bi,
4 monophasé, on ne le sait pas, et il devait y avoir
5 des discussions avec l'entité RTA, et le
6 Coordonnateur est disposé à entreprendre,
7 évidemment, ces discussions-là de bonne foi, là,
8 pour déterminer ce critère... ce niveau de
9 performance actuelle. Certaines données devront
10 être fournies, cependant.

11 À notre avis, ce ne sont pas des données
12 qui seront controversées, mais on veut quand même
13 le dire à la Régie, là, parce que l'application des
14 normes fait en sorte que le niveau de performance
15 il faut quand même l'évaluer aujourd'hui, parce que
16 sinon on va se trouver à fixer un... si on dit :
17 « Bien on ne prend pas le critère triphasé, on
18 prend tel autre critère », bien il faut quand même
19 que ce soit accoté sur une évaluation de la
20 performance du réseau.

21 Et à notre avis, quand on se présentera à
22 la Régie, et dans notre souhait avec une entente,
23 bien elle sera appuyée quand même sur des données
24 techniques où vous pourrez vous satisfaire qu'au
25 plan de la fiabilité, ce qui est proposé est

1 acceptable aussi parce que vous n'allez pas,
2 évidemment, accepter ça les yeux fermés.

3 Donc, ça sera vraisemblablement la
4 prochaine étape à suivre si on donne suite à ça, et
5 évidemment si la Régie donne suite à notre
6 proposition jusqu'à un certain point commune avec
7 l'entité RTA.

8 J'ai oublié un point concernant la norme
9 PRC-025. Très petit point, là. C'est à la page 11
10 de la présentation de mon confrère. À la dernière
11 puce, là, quand on mentionne que les normes de
12 fiabilité utilisent les termes « installation de
13 production raccordée au RTP », c'est exact. Mais le
14 « et installation de production raccordée
15 directement au RTP », c'est inexact. On ne retrouve
16 pas ça dans les normes de fiabilités qui sont en
17 vigueur; qui sont adoptées. Les deux seules normes
18 qui utilisent la première mention « installation de
19 production raccordée au RTP », c'est les PRC-025,
20 celle-ci, et la PRC-026.

21 (14 h 46)

22 Et quand on vous parle du terme, à la ligne
23 suivante, « directement raccordées », il faut bien
24 comprendre que c'est « directement raccordées » au
25 BES. Donc, ça, c'est la traduction de la norme NERC

1 d'origine. Et vous vous doutez bien évidemment que
2 nous ne... comme Coordonnateur, nous ne laissons
3 pas ces mentions « directement raccordées au BES »
4 dans une norme applicable au Québec. On va
5 remplacer ça par un autre champ d'application. Je
6 vous laisse deviner lequel.

7 Mais, toujours est-il que quand on marque
8 « directement raccordées » ici, bien, à mon avis,
9 ce n'est pas... ça ne nous éclaire pas parce que
10 c'est pas dans ce qui est en vigueur au Québec
11 parce que ces expressions-là ne sont pas adoptées,
12 elles sont remplacées par la mention de l'Annexe
13 Québec qui, elle, ne mentionne pas « directement
14 raccordées » au RTP ou autrement.

15 Donc, c'était une précision que je
16 souhaitais amener. Et ça complète ma réplique. Je
17 vous remercie de votre attention. Merci à tout le
18 monde.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci beaucoup, Maître Tremblay. Alors, ceci clôt
21 l'audience d'aujourd'hui. Je vous remercie pour
22 votre travail tout au cours de cette audience. Je
23 remercie également l'équipe de la Régie pour son
24 excellent travail dans ce dossier, notre greffière
25 et, bien sûr, notre sténographe.

1 Alors, le dossier va être pris en délibéré
2 à compter de demain parce que, si je ne me trompe
3 pas, il y a encore un engagement à arriver, qui
4 devrait arriver demain. Si jamais ce n'était pas le
5 cas demain, eh bien, le dossier sera pris en
6 délibéré à la date où l'engagement sera reçu par la
7 Régie.

8 Alors, sur ce, je vous souhaite une
9 excellente fin de journée.

10

11 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

12

13

14

1

2

3

4 SERMENT D'OFFICE :

5

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

11

12 ET J'AI SIGNÉ:

13

14

15

16

17

CLAUDE MORIN (200569-7)