

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 21 MARS 2017

VOLUME 1

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

21 mars 2017

- 3 -

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DE HQCMÉ	10
NICOLAS TURCOTTE	
MICHAËL GODBOUT	
CHARLES-ÉRIC LANGLOIS	
INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	11
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER	79

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
E-1 (HQCMÉ) Copie de la réponse de la NERC en anglais à la demande d'informations relativement aux déclarations d'événements pour les pertes de charge de 200 MW et plus (demandé par RTA)	82
E-2 (HQCMÉ) Vérifier s'il y a des documents à saveur NERC qui appuient l'interprétation sur le « disperse generation » (demandé par RTA)	127
E-3 (HQCMÉ) Indiquer le nombre de propriétaires formant le 20 % et indiquer dans quel domaine ils opèrent (demandé par RTA)	133

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
B-0105 : Curriculum vitae de M. Nicolas Turcotte	11
B-0106 : Organigramme d'Hydro-Québec TransÉnergie	13
B-0107 : Présentation PowerPoint sur la demande d'adoption de normes de fiabilité	15
B-0108 : (HOCMÉ-18, Doc.1.2) Curriculum vitae de monsieur Michaël Godbout	16
B-0109 : (HQT-2, Doc.1) Curriculum vitae de monsieur Charles-Éric Langlois	18

1 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt et unième
2 (21e) jour du mois de mars :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt et un (21)

8 mars deux mille dix-sept (2017), dossier R-3944-

9 2015, Demande d'adoption de normes de fiabilité.

10 Dossier R-3949-2015, Demande relative à l'adoption

11 et à la mise à jour de 11 normes de fiabilité. Et

12 dossier R3957-2015, Demande d'adoption de sept

13 normes de fiabilité.

14 Le régisseur désigné dans ces dossiers est madame

15 Françoise Gagnon. Le procureur de la Régie est

16 maître Pierre Rondeau.

17 La demanderesse est Hydro-Québec représentée par

18 maître Jean-Olivier Tremblay.

19 Énergie La Lièvre représentée par maître Nicolas

20 Dubé, est intervenante aux dossiers R-3944-2015 et

21 R-3957-2015 et observatrice au dossier R-3949-2015.

22 Rio Tinto Alcan inc. représentée par maître Pierre

23 D. Grenier, est intervenante au dossier R-3944-

24 2015, R-3949-2015 et R-3957-2015.

25 Y a-t-il d'autres personnes dans la salle qui

1 désirent présenter une demande ou faire des
2 représentations au sujet de ce dossier? Je
3 demanderais par ailleurs aux parties de bien
4 vouloir s'identifier à chacune de leurs
5 interventions pour les fins de l'enregistrement.
6 Aussi, auriez-vous l'obligeance de vous assurer que
7 votre cellulaire est fermé durant la tenue de
8 l'audience. Merci.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Alors, bon début d'audience à tous. Alors, avant de
11 débiter, j'aimerais vous présenter l'équipe de la
12 Régie dans le présent dossier. Ainsi, cette équipe
13 se compose de maître Pierre Rondeau à titre de
14 procureur, madame Menelika Bekolo à titre de
15 chargée de projet, monsieur Daniel Soulier en tant
16 que spécialiste et notre greffière, madame Johanne
17 Lebuis. Dans le contexte de cette audience, je
18 donnerais un bref résumé de l'évolution des
19 dossiers R-3944, 49 et 57-2015 déposés par le
20 coordonnateur de la fiabilité.

21 Lors du dépôt de ces dossiers en fin
22 d'année 2015 et afin d'en accélérer leur
23 traitement, les normes de fiabilité à l'étude dans
24 ces dossiers ont été regroupés par bloc en
25 associant les mêmes familles de normes. Un total de

1 six blocs a été formé et chacun des blocs a fait
2 l'objet d'une séance de travail en deux mille seize
3 (2016). D'un nombre total de cinquante et une (51)
4 normes de fiabilité étudiées, seize (16) d'entre
5 elles présentent toujours une problématique et
6 seront débattues en audience aujourd'hui.

7 J'attire votre attention sur deux
8 commentaires que j'aimerais vous formuler. Alors,
9 dans un premier temps, à des fins d'efficacité, si
10 vous faites référence à des documents déposés dans
11 le système de dépôt électronique de la Régie pour
12 les trois dossiers actuellement en cours,
13 j'aimerais que vous donniez la cote du document qui
14 se trouve dans le dossier R-3944-2015 seulement.

15 Si vous avez à déposer des documents dans
16 les trois dossiers, ils seront cotés au micro qu'au
17 dossier 3944. Il est certain qu'après ça, ce sera
18 au greffe, on va mettre les autres cotes, mais afin
19 d'accélérer le processus, on va se contenter juste
20 du 3944. Croyez-moi, cela vous facilitera
21 grandement le travail pour tous pour s'y retrouver.

22 Et dans un deuxième temps, lors de vos
23 plaidoiries, la Régie aimerait recueillir vos
24 commentaires sur la pertinence et l'efficacité de
25 tenir des séances de travail comme elle l'a fait.

1 En terminant, la Régie a établi un
2 calendrier d'audience qui reflète le temps que vous
3 avez annoncé. Je vous demanderais, s'il vous plaît,
4 de respecter le plus possible le temps alloué.
5 Alors, avant de débiter, est-ce qu'il y a des
6 questions? Non. Alors, Maître Tremblay, c'est à
7 vous.

8 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Bonjour à tous. Bonjour, Madame la Régisseuse.
10 Bonjour aux membres de la Régie, aux intervenants,
11 le personnel du Coordonnateur. Merci de vos
12 commentaires concernant le début de l'audience et
13 les cotes. Effectivement, je pense que ça a été un
14 casse-tête, surtout dans les dernières semaines,
15 pour nous, à identifier l'ensemble des documents.
16 Donc, on est dans un dossier, en fait, dans trois
17 dossiers regroupés ce matin et on fera référence
18 aux cotes du 3944. On apprécie beaucoup cette
19 pratique-là pour l'audience d'aujourd'hui.

20 Alors, j'aurais bien aimé pouvoir débiter
21 en souhaitant une bonne journée, du bonheur et de
22 printemps à tout le monde, mais c'était hier.
23 Alors, on espère qu'on est encore tous un peu
24 imprégnés de bonheur et de printemps même si on est
25 le vingt et un (21). Ce n'est plus le vingt et un

1 (21) maintenant.

2 (9 h 23)

3 Trêve de plaisanterie, on va débiter tout
4 de suite avec la présentation de la preuve du
5 Coordonnateur avec les trois personnes qui sont
6 ici. Donc, Madame la Greffière, si vous voulez
7 assermenter nos trois témoins, Messieurs Turcotte,
8 Godbout et Langlois.

9

10 PREUVE DE HQCMÉ

11

12 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt et unième
13 (21e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

14

15 NICOLAS TURCOTTE, chef normes de fiabilité,
16 encadrement et contrôle du réseau, ayant une place
17 d'affaires au 2, Complexe Desjardins, Montréal
18 (Québec);

19

20 MICHAËL GODBOUT, ingénieur, normes de la fiabilité,
21 encadrement de réseau, ayant une place d'affaires
22 au 2, Tour Est, Complexe Desjardins, Montréal
23 (Québec);

24

25 CHARLES-ÉRIC LANGLOIS, ingénieur chargé d'équipe,

1 stratégie du réseau principal et interconnexion,
2 ayant une place d'affaires au 2, Tour Est, Complexe
3 Desjardins, Montréal (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, Monsieur Turcotte, on va commencer par
10 vous. Tout d'abord, vous avez préparé votre CV
11 qu'on a distribué. Alors, Madame la Greffière, nous
12 sommes rendus à quelle cote de greffe?

13 LA GREFFIÈRE :

14 B-0105.

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 Donc, B-0105.

17

18 B-0105 : Curriculum vitae de M. Nicolas

19 Turcotte

20

21 Q. [2] Alors, Monsieur Turcotte, je vais vous référer
22 d'abord à votre CV. C'est bien vous qui l'avez
23 préparé?

24 M. NICOLAS TURCOTTE :

25 R. Oui, je l'affirme.

1 Q. [3] Je vais d'abord vous demander, pour le bénéfice
2 de la Régie et des participants au dossier, de
3 décrire vos fonctions au sein d'Hydro-Québec.

4 R. Alors, comme j'ai mentionné, je suis chef normes de
5 fiabilité, encadrement et contrôle du réseau. Donc,
6 premier volet, dépôt des normes de fiabilité telles
7 qu'elles sont adoptées par la NERC à la Régie de
8 l'énergie pour adoption, avec annexe Québec, bien
9 sûr, adaptation au contexte québécois. Ensuite,
10 donc j'ai une partie de mon équipe qui s'occupe de
11 ça.

12 L'autre partie s'occupe des encadrements de
13 contrôle du réseau, donc certains encadrements,
14 instructions communes avec... dans les grandes
15 interconnexions de l'interconnexion du Québec.

16 Ensuite, j'ai, dans le cadre du dépôt des
17 normes, bien sûr, on effectue une vigie des normes
18 de fiabilité, ainsi que certaines représentations
19 sur certains panels ou certains comités de la NERC
20 pour tenter, bien sûr, d'amener la touche
21 québécoise à la NERC. Donc, ça fait le tour. Merci.

22 Q. [4] Pouvez-vous maintenant, dans l'organigramme
23 d'Hydro-Québec TransÉnergie, qui sera la pièce B-
24 0106 que j'ai distribuée tout à l'heure, situer
25 votre unité?

1 B-0106 : Organigramme d'Hydro-Québec
2 TransÉnergie
3

4 R. Oui. Donc, il y a une nouvelle direction
5 principale, soit la direction principale contrôle
6 des mouvements d'énergie et exploitation du réseau,
7 laquelle a trois directions dont une de ces
8 directions nouvellement constituée est la
9 direction... bien, nouvellement constituée, depuis
10 un an, la direction normes de fiabilité et
11 conformité réglementaire. Il y a une grande unité
12 sous la gouverne de madame Caroline Dupuis qui est
13 normes de fiabilité et bureau de conformité sous
14 laquelle il y a mon unité qui est normes de
15 fiabilité et encadrement de contrôle du réseau.

16 Q. [5] C'est très bien. Évidemment, vous confirmez que
17 le Code de conduite du Coordonnateur de la
18 fiabilité s'applique à votre direction.

19 R. Bien entendu.

20 Q. [6] Très bien. Alors, Monsieur Turcotte, je vais
21 vous référer à l'ensemble des pièces dans les trois
22 dossiers qui nous occupent aujourd'hui. Comme
23 madame la présidente de la formation l'a indiqué,
24 il nous reste seize (16) normes à l'étude. Donc, je
25 vais vous référer à l'ensemble des normes de

1 fiabilité qui ont été déposées. Je ne veux pas
2 faire l'énumération des différentes versions parce
3 qu'il y en a plusieurs, mais référons à la dernière
4 version de normes qui a été déposée.

5 Je vous réfère également à l'ensemble des
6 réponses aux engagements du Coordonnateur de la
7 fiabilité qui ont été fournies à la suite des
8 diverses séances de travail depuis le début de ce
9 dossier. Je vous réfère également aux réponses du
10 coordonnateur aux demandes de renseignements de la
11 Régie.

12 Également, à la pièce plus particulièrement
13 HQCMÉ-008, Document 1, qui est la réplique aux
14 commentaires des intervenants. Je vous réfère
15 également au glossaire des termes et acronymes
16 relatifs aux normes de fiabilité en sa dernière
17 version déposée à la Régie.

18 À la pièce HQCMÉ-012, Document 1, qui sont
19 les commentaires du Coordonnateur sur la pertinence
20 de déplacer les exigences de désignation de la
21 mesure M6 à la section « Exigences de la norme FAC-
22 003 ».

23 Je vous réfère également, ça je l'ai
24 mentionné, aux réponses du Coordonnateur à la
25 demande de renseignements numéro 2 de la Régie.

1 Alors, Monsieur Turcotte, est-ce que vous avez
2 participé à la rédaction de l'ensemble de ces
3 documents? Est-ce que vous les adoptez pour valoir
4 votre témoignage écrit en la présente instance?

5 (9 h 29)

6 R. Je les adopte comme témoignage écrit. Et
7 j'ajouterais la présentation que...

8 Q. [7] Oui. Merci.

9 R. ... nous avons déposée, qui sera déposée
10 prochainement.

11 Q. [8] Tout à fait. Ce sera la pièce B-0107.

12

13 B-0107 : Présentation PowerPoint sur la demande
14 d'adoption de normes de fiabilité

15

16 Merci, Monsieur Turcotte. Monsieur Godbout
17 maintenant. Alors, vous êtes ingénieur dans
18 l'équipe de monsieur Turcotte. Alors, pourriez-
19 vous, pour le bénéfice de la Régie, décrire les
20 fonctions que vous y exercez?

21 M. MICHAËL GODBOUT

22 R. Comme monsieur Turcotte a dit, il est responsable
23 pour les dossiers à la Régie et la vigie des normes
24 à la NERC, et les encadrements. Moi, je travaille
25 sur les deux premières parties : les dépôts à la

1 Régie et la vigie à la NERC. Ça fait treize (13)
2 ans que je travaille dans le domaine de l'énergie.
3 Je touche aux normes depuis deux mille sept (2007)
4 lorsque je travaillais dans une compagnie
5 américaine qui faisait ses premiers pas de
6 conformité. Et depuis le mois de mai, je travaille
7 dans l'équipe, mai deux mille seize (2016), je
8 travaille dans l'équipe de monsieur Turcotte.

9 À ce moment-là, je travaillais avec un
10 chargé d'équipe, Mathieu Péloquin, sur les dossiers
11 qui nous intéressent aujourd'hui. Et depuis le mois
12 d'août, lorsque Mathieu Péloquin est parti en
13 sabbatique, je coordonne la préparation des
14 réponses, donc toutes les pièces que vous avez
15 nommées. Depuis mai, je suis impliqué et depuis
16 août, c'est moi qui coordonne toute cette preuve-
17 là.

18 Q. [9] On a également déposé ce matin votre curriculum
19 vitae comme, et on va le coter comme pièce B-0108.
20 Donc, vous êtes bien l'auteur de ce CV?

21 R. Exact.

22

23 B-0108 : (HQCMÉ-18, Doc.1.2) Curriculum vitae
24 de monsieur Michaël Godbout

25

1 Q. [10] Alors, Monsieur Godbout, est-ce que vous
2 adoptez l'ensemble des documents auxquels je
3 réfèrais tout à l'heure lorsque je réfèrais à
4 l'ensemble de documents avec monsieur Turcotte?
5 Est-ce que vous les adoptez pour valoir comme votre
6 témoignage écrit dans la présente instance?

7 R. Oui.

8 Q. [11] Merci, Monsieur Godbout. Monsieur Langlois
9 maintenant. Je vais tout d'abord vous demander de
10 décrire vos fonctions ainsi que l'unité dans
11 laquelle vous travaillez à Hydro-Québec
12 TransÉnergie. Et je vais vous demander d'expliquer
13 quelles sont vos fonctions, donc en lien avec les
14 fonctions de Coordonnateur de la fiabilité au
15 Québec pour le bénéfice de la Régie?

16 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

17 R. D'accord. Alors, l'unité où je me situe est dans la
18 Direction principale planification et expertise,
19 qui est à TransÉnergie. Dans cette direction-là, il
20 y a une direction Planification. Dans la direction
21 Planification, il y a une unité qui est
22 Planification et Stratégies du réseau principal
23 dans laquelle il y a trois équipes. Donc, les gens
24 qui font la planification du réseau. Et, moi, je
25 suis dans l'équipe Stratégies du réseau principal

1 et interconnexions où je suis chargé d'équipe,
2 responsable pour la détermination des capacités de
3 transport notamment. C'est le principal de mes
4 activités où nos ingénieurs font des études pour
5 déterminer les capacités de transit du réseau pour
6 le Coordonnateur de la fiabilité et l'exploitant du
7 réseau. J'ai été représentant sur différents
8 comités de rédaction de la NERC. Et plus récemment
9 « observer » sur les dossiers de mise à niveau des
10 normes FAC-010, 011 et 014 qui sont discutées dans
11 le présent dossier.

12 Q. [12] Très bien. Monsieur Langlois, on a également
13 déposé votre curriculum vitae. Ce sera la pièce
14 B-0109. Alors, vous êtes bien l'auteur de ce CV?

15 R. Oui.

16

17 B-0109 : (HQT-2, Doc.1) Curriculum vitae de
18 monsieur Charles-Éric Langlois

19

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Vous noterez, Madame le Régisseur, que la cote est
22 une cote d'HQT puisque monsieur Langlois sera
23 témoin également dans le panel d'HQT. Donc, on ne
24 déposera pas deux documents. On en dépose qu'un
25 seul. Vous avez compris que monsieur Langlois porte

1 en quelque sorte deux chapeaux : donc un chapeau
2 pour rendre des services au Coordonnateur de la
3 fiabilité, comme il l'a expliqué, et il vous
4 parlera de son autre chapeau dans un autre contexte
5 demain, vraisemblablement.

6 Q. [13] Monsieur Langlois, je vous réfère à l'ensemble
7 des documents que j'ai mentionnés tout à l'heure.
8 Est-ce que vous avez participé à la rédaction et
9 préparation de ces documents en ce qui concerne la
10 planification? Je dirais l'aspect planification
11 donc du réseau. Est-ce que vous avez donc participé
12 à ces documents?

13 R. Oui.

14 Q. [14] Est-ce que vous les adoptez pour valoir votre
15 témoignage écrit dans le présent dossier?

16 R. Oui, je l'adopte.

17 (9 h 35)

18 Q. [15] Merci beaucoup Messieurs. Ah, j'ai oublié une
19 question pour vous, Monsieur Langlois. Est-ce que
20 le code de conduite du Coordonnateur de la
21 fiabilité s'applique à vous et votre équipe?

22 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

23 R. Oui.

24 Q. [16] Alors sans plus attendre, Madame la
25 Régisseuse, nous allons débiter avec la

1 présentation. Alors, je vous cède la parole,
2 Monsieur Turcotte, pour votre témoignage.

3 M. NICOLAS TURCOTTE :

4 R. Alors bonjour, Madame la Présidente, bonjour
5 personnes de la Régie. Oui, j'aimerais juste faire
6 une demande en commençant, effectivement, régler la
7 luminosité. Merci. Alors voilà. On va tous pouvoir
8 voir quelque chose.

9 Alors nous avons divisé notre présentation
10 selon les sujets qui ont été demandés par la Régie,
11 c'est-à-dire, bon, on vient sûrement commencer par
12 le premier, qui est la norme EOP-004. Grosso modo,
13 le Coordonnateur a pensé qu'il était bon, à la
14 fois, de réaffirmer certaines choses qui ont été
15 dites dans les engagements et, deuxièmement, bien
16 apporter des précisions, peut-être, à ces mêmes
17 engagements-là. Donc, c'est ce qu'on a pensé faire.

18 Pour la norme EOP-004, concernant la
19 déclaration d'événements à la NERC ou autres
20 organisations à l'extérieur du Québec, bien sûr, on
21 comprend un peu que les balises avaient déjà été
22 établies par la Régie dans la décision, notamment,
23 D-2015-059 où la Régie avait distingué, en fait,
24 deux types d'informations qui étaient transmises
25 notamment au surveillant à la NERC ou au RRO. Le

1 premier élément étant, bien sûr, le maintien des
2 documents qui sont transmis pour des fins de
3 maintien de la fiabilité et le deuxième élément,
4 étant des éléments qui sont, à toutes fins
5 pratiques, transmis pour la surveillance de
6 l'application des normes de fiabilité. Donc, dans
7 le cadre de la surveillance elle-même. Bien sûr,
8 dans les normes... la norme, pardon, EOP-004-2, la
9 déclaration d'événement elle-même c'est une
10 déclaration qui est faite notamment à NPCC pour,
11 selon le Coordonnateur et on réaffirme cette... ce
12 qu'on a répondu préalablement en engagement, c'est
13 pour des objectifs de maintien de la fiabilité.

14 Pourquoi le Coordonnateur pense cette
15 chose? Parce qu'il y a, en fait, à l'intérieur de
16 ces documents-là, plusieurs fins. Notamment, la
17 NERC cherche, bien sûr à... je vais le dire en
18 anglais, à établir des « trends », à savoir s'il y
19 a des choses qu'elle peut apprendre de tous ces
20 événements-là. Donc, elle cherche des leçons
21 apprises, des grandes orientations pour pouvoir
22 raffiner, le cas échéant, certaines pratiques ou
23 certaines normes de fiabilité. Donc, l'objectif
24 ultime de la déclaration de ce type d'événement-là,
25 c'est d'éviter qu'il ne se reproduise.

1 Donc finalement, comme je vous dis, ce que
2 cherche la NERC par la transmission de ces
3 rapports-là, c'est... de ces déclarations
4 d'événements-là, pardon, c'est les leçons apprises
5 d'émettre des nouveaux guides, d'émettre de
6 nouvelles directives et surtout, des alertes. Et
7 là, je mets en exergue, bien sûr, peut-être des
8 alertes, notamment, au niveau cybernétique. De plus
9 en plus, tout le monde est bien au fait des
10 nouvelles, il y a de plus en plus de choses qui se
11 passent au niveau cybernétique, de certaines
12 attaques. Pas nécessairement dans l'industrie
13 électrique, mais l'industrie électrique pourrait
14 être touchée. Et c'est pour, justement, que ces
15 alertes-là, lorsqu'elles sont déclenchées, elles
16 soient très cèles et qu'elles évitent... que les
17 virus ou que, disons, que les attaques
18 informatiques puissent se répandre rapidement.
19 Donc, ça permet aussi de développer, comme je l'ai
20 dit tout à l'heure, de nouveaux projets de
21 développement de normes de fiabilité. Donc
22 l'objectif, comme j'ai dit, il est multiple, mais
23 c'est toujours dans un objectif, comme on
24 expliquait, de maintien de la fiabilité et non pas
25 de surveillance elle-même de la fiabilité.

1 Maintenant, il y a une question qui a été
2 posée, deuxième volet pour la norme EOP-004,
3 concernant la déclaration pour perte de charge de
4 deux cents mégawatts (200 MW) et plus, il a été
5 maintes fois question, en séances de travail, des
6 objectifs visés et ultimement, il a été demandé par
7 la Régie que le Coordonnateur s'enquiert auprès de
8 la NERC à savoir quel type d'événement était visé
9 par les pertes de charge de deux cents mégawatts
10 (200 MW) et plus. Et on a obtenu la réponse très
11 tardive de la NERC, mais nous l'avons obtenue.

12 Effectivement, les spécifications de la
13 NERC concernent les déclenchements de clients,
14 qu'on appelle, les « clients side », les
15 déclenchements du côté vraiment du client puis il
16 n'y a pas de seuil associé aux États-Unis ou dans
17 les registres de la NERC, associés à une perte de
18 charge industrielle unique de façon fortuite.

19 (9 h 40)

20 Par ailleurs, il n'y a pas d'exemption dans
21 la norme pour ces mêmes déclenchements-là. Donc,
22 les déclenchements d'usines ne sont pas une
23 particularité du réseau du Québec qui existe, par
24 exemple, des procédés industriels d'électrolyse, de
25 raffinage ou... consommant de grandes quantités

1 d'électricité aux États-Unis et n'ont pas... la
2 NERC n'a pas jugé... l'industrie n'a pas jugé bon,
3 finalement, de raffiner la norme EOP-004 pour le
4 déclenchement d'usines eux-mêmes. Mais ils ne sont
5 pas déclarés à la NERC, si ce n'est que lorsqu'il y
6 a... ils peuvent engendrer un événement réseau.
7 Donc, si l'événement réseau lui-même, du
8 déclenchement client, engendre un événement réseau
9 qui, lui-même, peut délester... amener un délestage
10 de charges desservies, à ce moment-là l'événement
11 sera déclaré.

12 La NERC aussi fait mention, dans sa réponse
13 pour la norme... que la norme EOP-004-4 était en
14 développement et que seules les pertes de charges
15 fermes, à la suite d'une urgence, ce qui est
16 appelé, en anglais, les BES Emergency, donc je
17 laisserai le soin à nos traducteurs de le traduire
18 de façon appropriée, seront ainsi déclarées à la
19 NERC. Donc, comme j'ai dit, c'est un peu la réponse
20 que la Régie nous a demandé d'obtenir auprès de la
21 NERC.

22 On va passer à... Donc, je pense que ça
23 couvrirait les deux questions qui étaient demandées à
24 la lettre datée du neuf (9) mars deux mille dix-
25 sept (2017) concernant la norme EOP-004-2. Donc,

1 c'est la déclaration d'événement elle-même à la
2 NERC. Donc, comme j'ai réitéré, c'est dans un
3 objectif de maintien de la fiabilité. Et la
4 déclaration d'événement, une perte de charge de
5 deux cents mégawatts (200 MW), on a obtenu la
6 réponse, qu'on a libellée dans la pièce B-0107,
7 soit la présentation.

8 Passons déjà à un autre sujet. Pour les
9 normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2. Les normes elles-
10 mêmes sont adoptées déjà au Québec depuis... elles
11 sont en vigueur depuis le premier (1er) janvier
12 deux mille seize (2016). Et nous avons inclus, à
13 l'intérieur, bien sûr, de cette famille-là, la
14 norme FAC-014-2. Comme j'ai dit, ces normes-là ont
15 déjà été adoptées et mises en vigueur au premier
16 (1er) janvier deux mille seize (2016). Et pourquoi
17 elles sont à l'étude présentement? Parce qu'elles
18 ont fait l'objet d'une révision par, notamment,
19 l'ordonnance, qu'on appelle au paragraphe 81 de la
20 FERC, laquelle demandait le retrait de certaines
21 exigences qui étaient redondantes dans certaines
22 normes de fiabilité. Donc, c'est pour ça que le
23 coordonnateur avait soumis à l'examen à la fois en
24 consultation publique et devant la Régie
25 présentement pour le retrait de... seulement pour

1 le retrait de ces exigences-là, qui étaient
2 qualifiées de redondantes, finalement, par la FERC,
3 sous-paragraphe 81.

4 Donc, effectivement, l'objectif du
5 commentaire n'était pas nécessairement d'ouvrir le
6 débat complet sur les FAC elles-mêmes et leur
7 portée et leur champ d'application. Cependant, je
8 comprends que la Régie a des interrogations et on
9 va les adresser tout de même. Nous allons les
10 adresser tout de même mais l'objectif du
11 coordonnateur et ce pourquoi... je tiens à le
12 spécifier, ce pourquoi les entités ont été
13 consultées dans le cadre de la consultation
14 publique, c'est dans le cadre du retrait des
15 exigences sous-paragraphe 81. Donc, c'était
16 important, pour le coordonnateur, de faire cette
17 spécification-là pour la... ce qui va suivre dans
18 la présentation.

19 Bien sûr, en séance de travail, on a... il
20 a été question, notamment, de l'application des
21 contingences et l'application, notamment, du défaut
22 triphasé. Ce qu'on abordera dans le futur de la
23 présentation. Donc, je crois que j'ai déjà trop
24 parlé, je vais laisser la parole à Charles-Éric
25 Langlois, de l'unité SRP.

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Concernant l'application du défaut triphasé,

3 brièvement, je vais faire un rappel sur ce qu'il en

4 est au niveau de la contingence dont il est

5 question. Le défaut triphasé, c'est une

6 perturbation qui peut survenir sur le réseau, un

7 critère de dimensionnement du réseau et de

8 l'exploitation. Donc, c'est une perturbation qui

9 peut survenir lors d'événements réseau où il y

10 aurait un contact entre les conducteurs d'une ligne

11 de transport et le sol, par exemple. Donc... ou une

12 mise à la terre oubliée dans un poste lors d'une

13 intervention. Il peut y avoir une phase, deux

14 phases ou trois phases simultanément affectées par

15 un défaut et bien évidemment le défaut triphasé le

16 plus sévère des trois, qui peut avoir le plus

17 d'impact sur le réseau. Le défaut monophasé à une

18 fréquence plus élevée, donc une probabilité

19 d'occurrence qui est beaucoup plus élevée et un

20 impact réseau moindre, un défaut biphasé où il y

21 aurait deux phases, un petit peu plus fréquent,

22 impact plus important. Et défaut triphasé, moins

23 fréquent, mais un impact plus important. Et

24 l'impact d'un défaut triphasé dans un réseau de

25 transport affecte principalement les endroits où il

1 y a de la génération.

2 (9 h 45)

3 Alors ce critère-là est prévu dans les
4 normes de la NERC TPL-001-4, qui est une norme de
5 planification. Et dans les normes FAC-010 et FAC-
6 011, qui sont des normes pour déterminer les
7 limites d'exploitation du réseau. La FAC-010
8 demande d'appliquer... de déterminer les limites
9 d'exploitation du réseau dans un horizon de
10 planification, donc vu d'un oeil du planificateur.
11 Et la FAC-011 demande de les appliquer dans un
12 horizon d'exploitation pour l'utilisation par
13 l'exploitant et les coordonnateurs de la fiabilité
14 dans l'exploitation du réseau de transport. Les
15 FAC-010 et FAC-011 demandent d'avoir une
16 méthodologie pour déterminer ces capacités de
17 transport-là. Et la norme FAC-14 fait référence aux
18 normes FAC-010 et FAC-011 pour l'utilisation et la
19 communication en temps réel lors de l'utilisation
20 par l'exploitant des limites de transit.

21 Donc il y a une interrelation claire entre
22 ces normes-là. Le critère du défaut triphasé se
23 retrouve dans les normes FAC-010 et FAC-011, comme
24 une perturbation qui doit faire partie de la
25 méthodologie. Et se retrouve également dans la TPL-

1 1 en planification. C'est un critère qui est
2 reconnu dans l'industrie électrique pour évaluer la
3 robustesse de réseau, autant en planification qu'en
4 exploitation du réseau. C'est un critère qui est
5 reconnu par sa possibilité d'occurrence, mais aussi
6 parce qu'il permet d'avoir un certain niveau de
7 robustesse, d'évaluer la robustesse du réseau, puis
8 d'avoir un bon portrait des investissements à faire
9 et des limites de capacité de transport à appliquer
10 pour s'assurer que dans l'ensemble, s'il y a
11 d'autres événements imprévus qui ne sont pas dans
12 les critères qui surviennent, c'est une contingence
13 qui a été reconnue comme étant un bon parapluie,
14 une bonne pratique dans le design d'exploitation
15 d'un réseau.

16 À Hydro-Québec, c'est un critère qui est
17 utilisé dans la planification du réseau d'Hydro-
18 Québec TransÉnergie pour le réseau Bulk et pour le
19 réseau non-Bulk seulement depuis deux mille cinq
20 (2005) a été ajouté comme un critère interne à
21 TransÉnergie dans ses pratiques.

22 L'application d'un défaut triphasé dans un
23 horizon d'exploitation a un impact sur les limites
24 d'exploitation qu'on détermine dans les études de
25 capacité de transport par sa sévérité, dépendamment

1 du type de réseau qui est à l'étude. Dans certains
2 cas l'impact va être très mineur par rapport à un
3 défaut monophasé, dans d'autres cas ça peut être
4 assez important. Donc si le réseau est planifié
5 avec un défaut triphasé, l'impact lors de
6 l'évaluation dans un horizon d'exploitation va être
7 moindre. Dans le cas contraire, il peut y avoir...
8 ça peut affecter les capacités de transport du
9 réseau.

10 Comme je l'ai mentionné, c'est un critère
11 qui est reconnu dans l'industrie et au Québec le
12 Coordonnateur de la fiabilité considère que c'est
13 pertinent d'appliquer ce critère-là pour le calcul
14 des limites d'exploitation de son réseau. Comme je
15 l'ai mentionné, certains réseaux, on va dire
16 régional, non-Bulk, ont été conçus dans un horizon
17 de planification pour résister à des perturbations
18 qui sont moins sévères qu'un défaut triphasé; ça
19 peut être un défaut monophasé ou un défaut biphasé.
20 Et sur des installations RTP, entre autres. Et par
21 conséquent, lorsqu'on revient dans un horizon
22 d'exploitation, l'application d'un défaut triphasé
23 demandée dans les normes FAC-010 et FAC-011 peut
24 avoir un impact sur les modes d'exploitation
25 possibles et les capacités de transport associées.

1 Donc considérant tous ces éléments-là, les
2 normes FAC-010, FAC-011 et FAC-014 sont
3 présentement en vigueur au Québec. Et le
4 Coordonnateur ne croit pas qu'il est nécessaire de
5 revoir leur champ d'application en tant que tel.

6 (9 h 50)

7 Concernant la portée de la norme TPL-001-4,
8 dans les normes FAC-010 et FAC-011, les normes FAC-
9 010 et -011 font directement référence aux
10 contingences de la norme TPL-001, mais dans un
11 « scope » plutôt limité. Dans la norme TPL-001, il
12 y a des contingences, comme le défaut triphasé, qui
13 sont les contingences simples reconnues comme de
14 base et il y a des contingences multiples, des
15 pertes de deux lignes simultanées, des défauts de
16 disjoncteurs qui peuvent entraîner la perte de
17 plusieurs éléments qui sont demandés dans un
18 horizon de planification.

19 Les normes FAC-010 et -011 font référence à
20 ces contingences-là, mais l'objectif n'est pas de
21 les appliquer au même titre qu'elles le sont dans
22 la norme TPL-001 dans l'horizon de planification de
23 conception du réseau.

24 Dans la FAC-011 qui est vraiment la norme
25 qui couvre la détermination des capacités de

1 transport pour l'exploitation du réseau, ce qui est
2 demandé c'est d'avoir un processus pour pouvoir
3 évaluer quelle contingence de la TPL-001,
4 anciennement TPL-003, multiples sont pertinentes
5 pour le réseau, son exploitation, selon différentes
6 configurations et différentes problématiques
7 connues par le Coordonnateur. Donc, il y a une
8 certaine liberté dans la méthodologie sur quelles
9 contingences peuvent être sélectionnées dans la
10 FAC-011.

11 Dans la FAC-010, qui est sur l'horizon de
12 planification, il est expressément mentionné
13 d'avoir une évaluation des contingences multiples
14 de la TPL-001, mais peu importe l'impact que ça a
15 sur les capacités de transport dans cet horizon-là,
16 elles n'auront pas un impact direct sur ce qui va
17 être utilisé en réseau par l'exploitant parce que
18 la FAC, la norme FAC-010 s'applique dans un horizon
19 de planification, on peut la voir comme étant en
20 quelque sorte une extension de la norme TPL-001.

21 M. NICOLAS TURCOTTE :

22 R. La norme, dans la norme FAC-010, il y a une
23 référence à la norme, bien sûr, TPL-003. Le
24 Coordonnateur, on a maintenu en séance de travail
25 que la Régie pouvait quand même adopter cette

1 norme-là même si elle référerait à une norme qui n'a
2 pas été adoptée, la norme TPL-003. Par ailleurs, la
3 NERC a choisi de faire la même chose, c'est-à-dire
4 qu'elle a décidé que, bien que la norme FAC-010
5 référerait à la norme TPL, elle est entrée en vigueur
6 quand même.

7 Par ailleurs, le Coordonnateur souligne et
8 veut souligner à la Régie que la FAC a ensuite
9 approuvé la norme FAC-010-3 en novembre deux mille
10 quinze (2015) pour une mise en vigueur au premier
11 (1er) avril deux mille dix-sept (2017), laquelle va
12 toujours référer à la norme TPL-003-1. Donc, bien
13 sûr, le Coordonnateur ne s'objecterait pas à ce que
14 la Régie impose au Coordonnateur de modifier la
15 norme elle-même, mais elle ne le croit pas
16 nécessaire puisque, comme j'ai dit, la norme telle
17 que telle, elle est adoptée aux États-Unis de cette
18 façon-là

19 Prochain point, la Régie a demandé des
20 clarifications concernant le suivi de décision D-
21 2015-059. Le Coordonnateur rappelle ici dans sa
22 présentation certaines choses qui ont été dites par
23 la Régie dans sa décision. Notamment, que le
24 Coordonnateur revienne lorsque NERC aura réglé les
25 disparités entre les contingences applicables entre

1 les FAC et les TPL, qu'il puisse revenir lorsque
2 NERC aura fait finalement le travail de le faire.
3 Et peut-être que Charles-Éric, puisqu'il a été lui-
4 même « observer », monsieur Langlois a été lui-même
5 observateur sur les normes FAC, pourra témoigner à
6 l'effet qu'il n'y a pas encore, l'arrimage entre
7 les contingences n'a pas encore été réglé à NERC,
8 donc le Coordonnateur est un peu ambivalent à cet
9 effet-là sur l'arrimage.

10 Par ailleurs, le Coordonnateur constate
11 que, et soutient encore que le champ d'application
12 des normes TPL et FAC doit demeurer au Québec,
13 c'est-à-dire que la norme TPL doit s'appliquer
14 selon le Coordonnateur encore au réseau Bulk et que
15 les normes FAC, elles, doivent s'appliquer au RTP
16 lui-même, exactement. Donc, et le Coordonnateur
17 souligne à la Régie qu'il n'a consulté les entités
18 qu'en vertu, comme j'ai dit préalablement, en vertu
19 du paragraphe 81, soit le retrait des exigences de
20 certaines des FAC. Donc, le Coordonnateur se
21 retrouve à devoir respecter le suivi de décisions.
22 Il croit, le Coordonnateur, qu'il respecte le suivi
23 de décisions de la Régie, c'est-à-dire que les
24 changements n'ont pas été faits à la NERC, si ce
25 n'est le retrait des exigences sous-paragraphe 81,

1 ce pourquoi le Coordonnateur a consulté les
2 entités. C'est ce qui a été soumis à la Régie.
3 (9 h 55)

4 Maintenant, le Coordonnateur est conscient,
5 suite aux explications de monsieur Langlois, qu'il
6 existe des particularités dans certains réseaux,
7 que je vais qualifier RTP non-Bulk où les
8 contingences applicables en vertu des FAC peuvent
9 causer problème sur certaines limites
10 d'exploitation.

11 Ce faisant, le Coordonnateur est conscient
12 que, effectivement, les contingences applicables
13 parfois peuvent amener à... puisque les réseaux
14 eux-mêmes n'ont peut-être pas été planifiés ou
15 construits comme tels puisqu'ils n'ont pas le même
16 champ d'application, le Coordonnateur serait enclin
17 à proposer, et pourrait s'engager à proposer une
18 sorte de clause grand-père pour laquelle le
19 Coordonnateur spécifierait que, pour le champ
20 d'application des normes... pas le champ
21 d'application, pardon, des installations Bulk, qui
22 sont Bulk et RTP, pour lesquelles elles ont été
23 planifiées en vertu des normes TPL-001-4, il n'y
24 aurait aucune disposition particulière qui
25 s'appliquerait pour les normes d'exploitation, les

1 normes FAC-010-2.1 et FAC-011-2 et FAC-014-2, il
2 n'y aurait aucune disposition particulière pour les
3 installations classées Bulk RTP, puisque ces
4 installations-là auront été planifiées comme telles
5 pouvant subir les contingences prévues dans les
6 normes de planification TPL.

7 Maintenant, suite aux explications de
8 monsieur Langlois, les installations de niveau
9 classifiées RTP non-Bulk, elles, elles pourraient
10 faire l'objet, effectivement, de la clause grand-
11 père elle-même. La clause grand-père pourrait se
12 libeller comme telle avec deux particularités dont
13 la clause grand-père ferait mention, soit
14 premièrement, que l'installation elle-même n'a pas
15 été constituée, n'a pas été construite, elle n'a
16 pas été planifiée pour rencontrer la performance et
17 l'application des contingences prévues à la norme.
18 Ce serait le premier critère. Donc, l'impossibilité
19 technique de rencontrer cette exigence-là ou ce
20 niveau de performance-là d'application des
21 contingences prévues à la norme.

22 Et, deuxièmement, qu'elle n'a pas fait
23 l'objet de modifications substantielles, c'est-à-
24 dire qu'il n'y a pas eu de réfection, il n'y a pas
25 eu d'ajout d'équipements, de modifications

1 significatives au réseau suite à la mise en vigueur
2 de la norme proposée avec la clause grand-père.

3 En d'autres termes, si une installation est
4 modifiée, si une installation est replanifiée,
5 reconstruite ou que des équipements sont ajoutés,
6 il y a des modifications réseau qui sont ajoutées,
7 à ce moment-là, la performance attendue devra
8 rencontrer notamment le défaut triphasé. Donc, le
9 Coordonnateur peut d'ores et déjà s'engager à
10 potentiellement déposer cette clause grand-père là.

11 La problématique vient du fait de la
12 consultation des entités. Parce que tel que les
13 normes FAC ont été déposées au dossier, les entités
14 n'ont pas été consultées à ce propos. Donc, le
15 Coordonnateur, bien sûr, ne peut pas d'ores et déjà
16 soumettre quelque chose de plus détaillé, je
17 dirais, que ce qui est exprimé ici. Donc, outre le
18 fait de prendre engagement à revenir dans un
19 dossier ultérieur, il n'est pas possible pour
20 l'instant de le faire puisque les entités n'ont pas
21 été consultées à ce propos.

22 Donc, j'espère que ça va clarifier le
23 questionnement de la Régie entre les champs
24 d'application. Bien sûr, le Coordonnateur réitère
25 que les champs d'application sont bons, ce sont les

1 bons champs d'application. Donc, je résume, TPL,
2 c'est le champ d'application du Bulk, le BPS.
3 Maintenant, le champ d'application des normes FAC
4 demeurera le RTP avec la clause qui pourra être
5 proposée ultérieurement par le Coordonnateur, soit
6 la clause grand-père.

7 Donc, ça clôt pour, je crois, pour les
8 quatre questions que la Régie avait concernant les
9 normes FAC et les normes TPL et les champs
10 d'application.

11 (10 h 00)

12 Maintenant, je proposerais que nous
13 passions à un autre sujet, soit les MOD-001-1a et
14 MOD-008-1 et MOD-029-1, soit la première question
15 de la Régie concernait la cohérence entre la
16 méthodologie établie dans les MOD et l'appendice C
17 des Tarif et Conditions de transport d'électricité.
18 La question, bien sûr, a été posée en séance de
19 travail, le Coordonnateur s'est retourné, a reposé
20 la question, bien sûr, au Transporteur puisque les
21 Tarif et Conditions des services de transport
22 d'Hydro-Québec et ce qu'on appelle les Tarif et
23 Conditions sont, bien sûr, sous la gouverne du
24 Transporteur lui-même et non pas du Coordonnateur.

25 Le Coordonnateur comprend de la réponse du

1 Transporteur, bien sûr ce n'est pas sa réponse mais
2 suite à la consultation auprès du Transporteur, le
3 Coordonnateur comprend que ce dernier, le
4 Transporteur, modifiera au besoin l'appendice C des
5 Tarif et Conditions après que la Régie aura rendu
6 sa décision concernant les normes de fiabilité.

7 De façon générale, le Transporteur a
8 mentionné que les normes sont sans impact sur
9 l'appendice C lui-même et je présume que, bon, il y
10 aura un panel demain du Transporteur, vous pourrez
11 interroger le Transporteur sur ces questions, mais
12 c'est la réponse qu'a obtenue le Coordonnateur
13 auprès du Transporteur dans ses activités, bien
14 sûr, d'établissement de l'appendice C des Tarif et
15 Conditions.

16 Bien sûr, initialement, le Coordonnateur
17 demandait la mise en vigueur parce que, selon le
18 Coordonnateur, la norme, et je le réitère ici, la
19 norme doit primer sur quelconque tarif ou
20 quelconque contrat commercial, bien sûr, la norme a
21 préséance. Le Coordonnateur demandait initialement
22 la mise en vigueur dans un délai de soixante (60)
23 jours après l'adoption de la norme, mais vu les
24 représentations de certains intervenants, le
25 Coordonnateur ne s'oppose pas, finalement, ne

1 s'oppose plus à arrimer la date d'entrée en vigueur
2 de la norme avec la date d'entrée en vigueur
3 probablement des prochains Tarif et Conditions.
4 Donc, bien sûr, ça va de soi, nous, chez le
5 Coordonnateur, pour aider les entités et qu'il n'y
6 ait pas de... je vais le dire comme ça, de non-
7 conformité à quelconque entité, bien sûr, ça... ça
8 aide le régime en tant que tel. Donc, le
9 Coordonnateur, comme je le réitère, ne s'oppose pas
10 à arrimer la date d'entrée en vigueur de la norme
11 avec la date d'entrée en vigueur des Tarif... des
12 prochains Tarif et Conditions.

13 Q. [17] Donc, Madame la Régisseuse, c'est simplement
14 pour vous dire que donc, la demande d'adoption de
15 ces normes-là demeure. Alors ce qu'on demande à la
16 Régie c'est d'adopter les normes. Ensuite de ça, le
17 Transporteur, demain, vous expliquera ce qu'il fera
18 une fois ces normes adoptées. Et c'est la date
19 d'entrée en vigueur des normes qui serait reportée
20 dans le temps pour être fixée au même moment où les
21 Tarif et Conditions modifiés par... et le
22 Transporteur entreront eux-mêmes en vigueur.

23 Donc, on demande vraiment au moins une
24 adoption des normes parce que ça va faire, à ce
25 moment-là, un matériel solide sur lequel le

1 Transporteur, lui, pourra s'appuyer pour faire ses
2 démarches. Mais c'est au niveau de l'entrée en
3 vigueur que, selon le Coordonnateur, devrait
4 arriver de façon concomitante à l'entrée en vigueur
5 des modifications éventuelles que le Transporteur
6 ferait à ses tarifs, ce qui, selon notre
7 compréhension, vient dissiper toute ambiguïté qui
8 pourrait exister et qui causerait problème à
9 certaines entités.

10 M. NICOLAS TURCOTTE :

11 R. C'est exact. Donc, je passerais la parole à mon
12 collègue, Michaël Godbout.

13 M. MICHAËL GOUBOUT :

14 R. On continue sur les mêmes normes, mais avec
15 d'autres enjeux de la Régie. La Régie souhaitait
16 des clarifications quant aux liens de dépendance.
17 Il y a eu une réponse à un engagement là-dessus qui
18 a détaillé les liens de dépendance de ces normes
19 MOD, y compris la norme MOD-004. Toutes ces normes
20 faisaient partie d'un projet à la NERC. Donc,
21 lorsque la NERC a demandé à la FERC de les mettre
22 en vigueur, elle les a mises dépendantes. Alors,
23 c'est un « package deal », elles viennent toutes
24 ensemble.

25 (10 h 05)

1 Par contre, ici, on est en processus
2 réglementaire différent, donc des fois, certaines
3 normes sont déposées avant ou plus tard. Il y a des
4 enjeux avec une norme ou une autre, alors...
5 D'ailleurs, dans les nouveaux dossiers, on essaie
6 de rendre des liens de dépendance explicites, norme
7 par norme, pour permettre à la Régie de saisir tout
8 de suite quelles sont les conséquences de ces
9 examens. Mais ça, c'est un dossier qui est avant
10 cette tendance-là, qui a servi, d'ailleurs, à
11 identifier cette tendance-là. La question de la
12 Régie, c'était relatif aux dépendances entre la
13 norme MOD-001, MOD-008, MOD-029. Dans la réponse à
14 l'engagement, nous avons dit que la MOD-001
15 n'était pas dépendante de la MOD-004, la MOD-029,
16 c'est-à-dire qu'elle pouvait être adoptée même si
17 ces deux... ces deux normes étaient retardées. Par
18 contre, la norme MOD-029, la Régie a aussi posé la
19 question sur la norme MOD-030, mais la MOD-030 a
20 été retirée, alors on va se concentrer sur la MOD-
21 029, la norme 029 pour laquelle on demande encore
22 l'adoption réfère à la fois au CBM, qui en anglais
23 est Capacity benefit margin, et au TRM, The
24 Transmission reliability margin, qui sont des
25 marges qui sont prises dans les TTC, sont encadrées

1 par les normes MOD-004, MOD-008.

2 Alors la réponse du Coordonnateur c'était
3 que la CBM n'est pas utilisée au Québec. Un jour
4 peut-être qu'elle le serait. Si ça serait le cas,
5 ça serait un gros changement, comme, au niveau
6 tarifaire et contractuel et sur la structure du
7 marché québécois. Ça ne serait pas quelque chose
8 qui se ferait dans une journée, ça prendrait
9 probablement au moins un an de préparation, sinon
10 plus. Alors, nous avons dit que même si la MOD-029,
11 techniquement était dépendante de la norme MOD-004,
12 que la MOD-004 n'était pas essentielle pour la mise
13 en vigueur de la MOD-029 au Québec.

14 Par contre, la MOD-008-1 définit et encadre
15 la détermination du Transmission reliability
16 margin; du TRM. Le TRM est utilisé dans la MOD-029-
17 1, donc, nous avons répondu que ces deux normes
18 étaient dépendantes et devaient être mises en
19 vigueur en même temps. Alors on croyait notre
20 réponse quand même relativement claire, mais en la
21 relisant on... en essayant de réfléchir à des
22 décisions possibles que la Régie pourrait vouloir
23 prendre, il est important de noter que la norme
24 MOD-008 n'est pas dépendante de la norme MOD-029.
25 Donc, si la Régie le souhaite, ou détermine que

1 c'est nécessaire, elle pourrait adopter la norme
2 MOD-008 avant... c'est-à-dire adopter et mettre en
3 vigueur la norme MOD-008 avant de mettre en vigueur
4 la MOD-029. Ça ne nuirait pas à la mise en vigueur
5 de cette norme. Donc l'ajout de cette petite
6 subtilité-là. J'ai déjà répondu à ça.

7 (10 h 08)

8 Alors, si on tourne maintenant à la
9 question de la Régie sur la MOD-025. La Régie avait
10 identifié une préoccupation quant à
11 l'identification des compensateurs synchrones dans
12 le registre. La norme MOD-025 dans son champ
13 d'application s'applique aussi aux compensateurs
14 synchrones spécifiquement. On sait que le registre
15 du Québec parfois identifie des éléments
16 spécifiques auxquels les normes s'appliquent. Ça
17 permet de faire le lien entre des spécificités dans
18 les normes ou les annexes et les entités
19 enregistrées au Québec.

20 Dans le cas des compensateurs synchrones,
21 ces équipements font systématiquement... C'est-à-
22 dire, les compensateurs synchrones assujettis aux
23 normes de fiabilité, les compensateurs synchrones
24 RTP font tous partie d'un poste qui est désigné
25 RTP, sont tous dans des... Donc, l'identification

1 spécifique des compensateurs synchrones ne nous
2 semble pas nécessaire. C'est un équipement comme
3 des transformateurs, comme des barres, par exemple
4 la PRC vise les barres. On n'identifie pas toutes
5 les barres qui sont visées.

6 On a identifié certains équipements dans le
7 dossier 3952, que peut-être vous connaissez. Dans
8 le registre, on identifiait entre autres des
9 éléments RTP qui étaient dans les postes non-RTP.
10 Mais, ça, c'est important. Parce que ça ne suit pas
11 logiquement. Nécessairement, il faut le préciser au
12 registre que cet élément-là est visé. Dans ce cas-
13 ci, on ne croit pas que c'est nécessaire de le
14 faire. Ça va ajouter au registre des précisions qui
15 ne sont pas nécessaires au surveillant ou à
16 l'entité visée de savoir qu'elle est visée ou non.

17 Évidemment, si la Régie justifie, trouve
18 une raison pour que ce soit codifié, on va lire la
19 justification, mais on ne s'oppose pas aux
20 changements a priori. Également, dans la norme
21 MOD-025, il y a eu des enjeux soulevés par
22 l'intervenante RTA que nous souhaitons mentionner
23 ici. Entre autres, l'entité a demandé, a posé des
24 questions, avait des interrogations quant à la
25 distinction entre les caractéristiques assignées de

1 la FAC-008-3 et les essais dans la norme MOD-025-2.

2 Dans les deux cas, on parle de groupe de
3 production. Et dans la norme FAC-008-3, qui n'est
4 pas à l'étude au présent dossier, mais qui est -
5 mais là j'ai un petit blanc de mémoire- mais je
6 pense qu'elle est en vigueur, sinon je pense
7 qu'elle va l'être, mais je pense qu'elle l'est.
8 Alors, la méthodologie pour déterminer des
9 caractéristiques assignées. En anglais « facility
10 ratings ». Des « facility ratings » c'est ce qui
11 est utilisé par mon collègue dans sa détermination
12 des limites d'exploitation. Donc, c'est critique,
13 critique pour la fiabilité du réseau de bien
14 s'entendre sur comment déterminer les limites
15 d'équipement et surtout le facteur le plus
16 limitant.

17 (10 h 13)

18 La MOD-025 précise également des caractéristiques
19 liées au groupe de production. Mais c'est des
20 mesures de capacité réelles. Il faut mesurer
21 certains points de production, c'est-à-dire un
22 groupe de production à certains modes
23 d'exploitation. Et on mesure certains points, comme
24 telle puissance, tu baisses un peu la puissance, tu
25 mesures un nombre de points. C'est spécifié par la

1 norme. Et l'entité visée le transmet à différentes
2 entités comme responsable, soit le planificateur,
3 soit l'exploitant. Et la notion de la relation
4 entre ces deux normes a fait l'objet de débats en
5 avant de la FERC et durant le développement de la
6 norme à la NERC. Certaines entités se
7 questionnaient à savoir si ces normes-là étaient
8 redondantes et dans quel sens elles étaient
9 redondantes. Le comité de rédaction de la NERC a
10 répondu les... D'ailleurs, avant, je vais reculer
11 un peu, certaines entités se sont préoccupées par
12 rapport à la redondance, certaines autres entités
13 ont déposé des commentaires en faveur du fait que
14 ce n'était pas redondant. Le comité, donc, qui ont
15 résisté les commentaires des entités, donc entre
16 autres, des coordonnateurs de la fiabilité, aux
17 États-Unis, se sont inscrits pour préciser leur
18 besoin d'avoir les données mesurées.

19 Le comité de rédaction a répondu à
20 l'ensemble de ces commentaires-là pour dire que les
21 normes n'étaient pas redondantes, qu'elles avaient
22 un but distinct et que... et la FERC a pris tout ça
23 et ainsi que des commentaires qui ont été exprimés
24 à titre spécifique par des entités qui n'avaient
25 pas aimé la réponse du comité de rédaction pour

1 entériner ce que le comité de rédaction avait dit.
2 Puis pour, peut-être, clarifier le propos pour les
3 entités qui écoutent aujourd'hui, la FAC-008
4 demande à un propriétaire d'installation de
5 production d'avoir une méthodologie pour déterminer
6 des caractéristiques assignées. Après ça, il faut
7 qu'elle communique cette chose-là sur demande à des
8 entités appropriées, planificateurs, exploitants,
9 alors qui peuvent poser des critiques, des
10 questions par rapport à ça parce que c'est
11 essentiel pour la fiabilité. Donc, l'entité doit
12 avoir une méthodologie. La MOD-005, c'est une
13 mesure de fonctionnement en exploitation. Alors, il
14 y a certaines distinctions, la FAC-008, elle est
15 pertinente avant même qu'on mette un groupe de
16 production en production. La MOD-005 s'applique
17 qu'aux groupes qui sont en exploitation
18 actuellement. Les caractéristiques assignées
19 peuvent être historiques. La MOD-005 démontre une
20 performance réelle de ton groupe. Ce qui a été
21 relevé devant la NERC, c'est que les essais faits
22 dans le cadre de la MOD-25.2 peuvent servir comme
23 intrants à la détermination des caractéristiques
24 assignées. Il y a un « bullet », dans l'exigence 1,
25 il y a deux « bullets » qui disent que tu peux

1 t'appuyer sur les... les fiches du manufacturier ou
2 tu peux t'appuyer sur l'expérience d'exploitation.
3 Bien, des tests faits dans le cadre de la MOD-25
4 peuvent servir comme d'expérience d'exploitation
5 lorsque interprétés avec un jugement et analyse
6 d'ingénieur qui assurent que ces tests-là
7 fournissent une caractéristique assignée pour...
8 qui est utile dans la détermination des
9 caractéristiques assignées aux fins des limites.

10 Alors, évidemment, on est prêt à prendre
11 des questions là-dessus si ça n'a pas été
12 suffisamment clair. RTA a également, en séance de
13 travail, soulevé un questionnement par rapport à la
14 notion de « directement raccordé ». Dans la norme
15 d'origine, dans l'application, il y avait la notion
16 de « directement raccordé », « bullets » 1, 2, 3 de
17 l'application parlaient de « directement raccordé »
18 puis... puis ensuite, la dernière parle de ce
19 qu'ils appellent en anglais « disperse
20 generation ».

21 Nous, le Coordonnateur, quand on a traduit
22 la norme pour l'application au Québec, on n'a pas
23 retenu cette notion de « directement raccordé ».
24 Elle n'est pas pertinente à ce stade-ci au Québec
25 parce que la méthodologie tient compte du

1 « disperse generation ». Nous, c'est le RTP qui
2 sert de base pour l'application. Alors c'est
3 suffisant, je crois que l'intervenant a accepté
4 notre argument, mais ce qu'on croit comprendre de
5 sa demande, c'est que ce n'était pas en preuve,
6 donc on fait l'affirmation ici, on explique ce
7 qu'on a dit en séance de travail pour expliquer
8 notre propos là-dessus. Ce n'est pas nécessaire à
9 l'application au Québec de transposer cette notion
10 de « directement raccordé », la norme d'origine.

11 Finalement, l'encadrement IQ-P-001 soulève
12 un intérêt des entités. C'est un encadrement qui
13 permet la communication de transmission de données
14 pertinentes pour l'application de la norme TOP-002.
15 Donc, elle est utilisée actuellement au Québec.

16 (10 h 18)

17 Et le coordonnateur s'est engagé à modifier cet
18 encadrement entre l'adoption de la norme, lorsqu'on
19 sait à quoi on a à s'en tenir, et l'entrée en
20 vigueur de la norme. Évidemment, on va faire dans
21 notre possible pour donner un certain temps à
22 l'entité de connaître le formulaire avant qu'il
23 soit obligé de le remplir. Alors, il ne devrait pas
24 y avoir de surprise parce qu'on va essayer de
25 suivre le texte de la norme aussi près que

1 possible.

2 Je vais maintenant aller à la norme PRC-
3 002.

4 Q. [18] Monsieur Godbout, je vous interromps juste une
5 seconde. Dans votre témoignage vous avez référé
6 tantôt à la MOD-025 et à la MOD-005. Est-ce qu'on
7 comprend c'est un lapsus et que la MOD-025 dans
8 tous les cas?

9 R. Dans tous les cas, MOD-025.

10 Q. [19] Merci.

11 R. En réalité, je vais passer à Nicolas pour le
12 traitement de la PRC-002.

13 M. NICOLAS TURCOTTE :

14 R. Oui, en fait, la norme... Pardon, je vais changer
15 de diapositive. Je ne sais pas si on peut appeler
16 ça « une diapositive » mais enfin. La norme
17 PRC-002-2. L'objectif de la norme, bien sûr, est
18 l'identification des emplacements des enregistreurs
19 de défaut sur les barres importantes du RTP. Il a
20 été proposé, en séance de travail, notamment par
21 l'intervenante RTA, que l'enregistreur de défaut
22 puisse être positionné à une barre équivalente,
23 ayant un courant de court-circuit équivalent ou
24 supérieur à une barre RTP. Donc, l'enregistreur
25 pourrait être situé, en fait, sur une barre non-

1 RTP. Sur une barre, pardon, non-RTP.

2 Si la barre non-RTP est désignée, elle
3 devrait être... les conditions du coordonnateur,
4 telles que suggérées, seraient qu'elle soit au
5 moins aussi importante que la barre RTP qui a été
6 désignée en vertu de PRC-002. Donc, le
7 coordonnateur trouvait que c'était une mesure, je
8 vais l'appeler comme ça, d'atténuation,
9 premièrement, des coûts et que c'était aussi
10 valable pour la fiabilité. Donc, il ne s'objectait
11 pas et, même, était en accord avec la proposition
12 de l'intervenante. Donc, on réitère ici notre
13 accord à cette position-là et à cette proposition-
14 là, de l'intervenante Rio Tinto Alcan.

15 Concernant le deuxième sujet de la Régie,
16 concernant la PRC-002, concernant l'annexe Québec
17 et j'ajustement des VRF. La pertinence de retirer
18 le VRF relatif à l'exigence E-12 ou d'ajouter
19 l'exigence E-12 à l'Annexe Québec, bien sûr, il y a
20 une modification qui a été faite le quinze (15)
21 mars deux mille dix-sept (2017). Donc, cet aspect a
22 été corrigé. Donc, ça couvre pour PRC-002.

23 On passe à PRC-006 et je laisse la parole à
24 mon collègue, Michaël Godbout.

25

1 M. MICHAËL GODBOUT :

2 R. La norme PRC-006-2 a une... on réaffirme que
3 l'annexe Québec qu'on a déposée est pertinent pour
4 la fiabilité. La Régie nous pose une question, si
5 c'est pertinent de... d'adopter, de mettre en
6 vigueur cette norme lorsqu'il y a une norme
7 identique qui est en examen à la NERC? Le
8 coordonnateur fait un... propose un retrait d'une
9 norme, une fois déposée, souvent parce que les
10 dossiers prennent un certain temps pour faire leur
11 examen, mais lorsque la norme n'est plus pertinente
12 à la fiabilité, comme si ça ne sert pas, ce n'est
13 pas utile, ce n'est plus utile, il y a un problème
14 avec la norme, qui est résolu avec la nouvelle
15 norme puis que la norme actuelle est plus nuisible
16 que d'autre chose, on a demandé des retraits et
17 vous nous l'avez accordé. Et on est content de la
18 chose, ça facilite la job pour tout le monde.

19 Par contre, dans ce cas-ci, selon nous, on
20 fait face à un nouveau cas, un cas qui est vraiment
21 largement distinct et, on ose espérer, pas trop
22 fréquent, où on vous demande d'adopter et de mettre
23 en vigueur une norme qui n'a pas encore été
24 entérinée par la NERC. Qui ne sera jamais entérinée
25 par la FERC, comme telle, parce qu'elle fait

1 l'objet d'une variante qui ne s'applique pas aux
2 États-Unis. Donc, la FERC... elle sera déposée,
3 selon nos informations, à la FERC que pour
4 information. Au même titre que la Régie reçoit des
5 dépôts de dossiers qui sont faits à la FERC à titre
6 d'information actuellement.

7 (10 h 23)

8 Donc, nous, nous croyons que la norme qui est
9 devant vous est pertinente à l'affilié
10 actuellement. Qu'il n'y a pas lieu d'attendre que
11 le NPCC et la NERC se prononcent sur cette norme
12 pour la mettre en vigueur. On a un argument, là,
13 qu'on a fait dans un engagement et qu'on fait à
14 plusieurs saucés dans plusieurs dossiers maintenant
15 que... qu'on souhaite une norme partielle ou
16 imparfaite, qu'on souhaite une norme partielle ou
17 imparfaite plutôt qu'un vide réglementaire. Et dans
18 ce cas-ci la norme, selon nous, elle est bonne.
19 Nous croyons que le NPCC et la NERC vont les
20 entériner. S'ils nous exigent des modifications,
21 puis ça ne s'aligne pas pour ça actuellement, on va
22 la déposer avec les modifications que la communauté
23 va nous avoir suggérées. Mais entretemps on va
24 avoir une norme, on va avoir une norme en vigueur,
25 il n'y aura pas un vide réglementaire sur un enjeu

1 qui est quand même très important, la fiabilité.
2 C'est une norme... PRC-6 est la norme qui va avec,
3 qui est... qui est... le PRC-6 établit les courbes
4 pour le Planificateur, le PRC-24 c'est le pendant
5 où tu dois te conformer à cette courbe-là, c'est
6 essentiel pour notre interconnexion. Le soutien
7 surtout de la fréquence est un enjeu critique pour
8 notre interconnexion, qui est la plus sensible à la
9 fréquence de toutes les interconnexions en Amérique
10 du Nord.

11 Donc pour nous, il n'y a pas raison
12 d'attendre, quoi? Un autre peut-être six mois pour
13 mettre en vi... pour que la NERC ait fait ses
14 processus et que par la suite, qu'on la mette en
15 consultation, qu'il y ait un examen de Régie qui
16 peut varier de deux mois à... selon l'enjeu, là,
17 jusqu'à un an. Elle est utile maintenant, elle est
18 pertinente maintenant, donc on confirme notre
19 intérêt de l'avoir adoptée telle quelle dans le
20 présent dossier et on vous invite à nous poser des
21 questions si vous souhaitez davantage de détails
22 là-dessus.

23 L'application des exigences E-3 et E-4
24 uniquement aux installations directement raccordées
25 au BES. Alors ça revient un peu... j'ai mis la

1 trame, là, c'est une norme critique pour la
2 fiabilité de notre interconnexion en particulier.
3 La fréquence est un phénomène global du réseau.
4 Tout le monde qui est raccordé aide ou nuit à la
5 fréquence. Lorsqu'il y a des perturbations, tout le
6 monde qui produit sur le réseau aide à contrer la
7 perturbations par leur inertie. Si c'est des
8 groupes avec de l'inertie, là. Ou avec... si c'est
9 des équipements plus modernes comme les éoliennes,
10 ils ont d'autres équipements qui aident à supporter
11 l'inertie dans les... les moutures plus récentes.
12 Si on procédait à une exclusion telle...
13 qui est comme le pendant implicite de ça,
14 d'appliquer par exemple le soutien de la fréquence
15 seulement aux installations raccordées au BES, ça
16 ferait en sorte d'exclure vingt pour cent (20 %) de
17 la production en MVA de l'interconnexion du Québec.
18 Alors il faut comprendre que s'il y a une
19 perturbation puis que ça frappe la fréquence, la
20 fréquence chute et que... disons qu'il y en... il
21 y a un quart de ce vingt pour cent (20 %)-là qui
22 n'est pas conforme, ça pourrait être vingt pour
23 cent (100 000 \$) mais disons, qu'on soit réaliste,
24 il y a certaines centrales dans ce vingt pour cent
25 (20 %)-là qui ne se conformeraient pas en la tenue

1 en fréquence, ils déclenchaient, lorsque la
2 fréquence chute, pour se protéger, eux. Mais là,
3 ça, ça va accentuer le problème pour le réseau. La
4 fréquence est en train de chuter puis les centrales
5 commencent à déclencher. Alors là, on donne lieu à
6 la possibilité d'une cascade, une cascade parce
7 que... à un certain moment donné, tout le monde a
8 le droit de déclencher pour protéger leurs
9 équipements. Alors il faut empêcher ce processus-
10 là. On ne peut pas, comme Coordonnateur, permettre
11 que vingt pour cent (20 %) de la production ne soit
12 pas tenue à résister à des variations en fréquence
13 dans notre... Il n'y personne, il n'y a aucune
14 interconnexion qui peut se permettre ça. Nous,
15 notre gamme est très large, mais on est plus
16 sensibles à la fréquence que les autres
17 interconnexions. Pour nous, c'est une pierre
18 angulaire du régime de fiabilité. Alors ça devrait
19 l'être pour le régime obligatoire aussi.

20 Ce qui est de la tension... la tension est
21 un phénomène plus local. C'est quand même une bonne
22 pratique d'avoir ça. Je crois comprendre que le
23 Transporteur va expliquer de façon plus longue
24 demain. Il y a un planificateur qui est censé
25 témoigner demain, qui est expert là-dedans. Je vais

1 lui laisser la parole à lui.
2 (10 h 28)
3 Et je vais tourner à un autre domaine, un autre
4 domaine sur lequel vous entendrez également un
5 expert demain sur les protections en charges et on
6 parle bien sûr de la norme PRC-023-3. Et alors, il
7 y a un critère dans une des exigences, le critère
8 10 et on va faire quelques diapos pour faire
9 l'historique de ces dispositions particulières,
10 juste pour mettre la table, parce qu'entre autres
11 notre expert demain aussi pour, on veut s'assurer
12 que tout le monde est sur la même page. Alors, la
13 norme d'origine, elle dit dans le critère 10 que tu
14 dois fixer tes protections soit à cent cinquante
15 pour cent (150 %) de la plaque signalétique, soit à
16 cent quinze pour cent (115 %) la caractéristique
17 assignée en situation d'urgence de transformateur,
18 la plus élevée établie par l'exploitant. C'est long
19 là, ça peut être complexe, mais je pense que la
20 chose importante à retenir ici c'est cent quinze
21 pour cent (115 %) d'une courbe établit par
22 l'exploitant. C'est l'exploitant qui fixerait une
23 courbe et la norme précise cent quinze pour cent
24 (115 %) de cette courbe-là. Puis cette norme, la
25 PRC-023, elle, non seulement, découle de pannes qui

1 ont eu lieu, des pannes importantes qui ont eu lieu
2 aux États-Unis, elle a été citée dans, par exemple,
3 le Rapport de la panne du Sud-Ouest, comme étant
4 essentielle à traduire la tendance naturelle d'un
5 propriétaire d'équipements de protéger ses
6 équipements contre des perturbations et le désir
7 d'un exploitant d'assurer la fiabilité du réseau.
8 Il y a comme une tension naturelle là. Et donc, le
9 quinze pour cent (15 %), le cent quinze pour cent
10 (115 %), c'est pour donner une marge à l'exploitant
11 de retenir le réseau.

12 Puis on peut voir dans les exigences
13 suivantes qu'il y a différentes, pas des clauses
14 échappatoires, mais différentes précisions qui sont
15 amenées, que si tu ne peux pas avoir cent quinze
16 pour cent (115 %), tu peux le soutenir pendant
17 quinze (15) minutes. Toujours dans une perspective
18 de donner à l'exploitant la possibilité de résister
19 à des perturbations, de ne pas avoir comme on
20 décrivait plus tôt des déclenchements en série, en
21 cascades, que tu as une protection qui... que un
22 transfo, disons, qu'il a mis à cent pour cent
23 (100 %), tu as une perturbation, il déclenche tout
24 de suite, bien là, le transfo à côté qui a un
25 réglage approprié, bien là, il va déclencher lui

1 aussi, puis là tu commence une cascade. Alors ça
2 c'est à éviter. Ça c'est la norme d'origine.

3 Là, initialement, le Coordonnateur propose
4 de remplacer la valeur de cent quinze (115) par
5 cent cinq pour cent (105 %). On avait à ce moment-
6 là ce qu'on croyait être une bonne raison de le
7 faire, mais suite à une séance de travail on l'a
8 modifié de nouveau puis on a dit que ça serait soit
9 cent quinze pour cent (115 %) si l'exploitant
10 l'établit, soit cent pour cent (100 %) de la
11 caractéristique assignée établie par la
12 propriétaire du transfo. Alors là on a comme soit
13 un, soit l'autre. Alors, soit c'est la norme
14 d'origine, soit c'est quelque chose qui est fixé
15 par le propriétaire du transformateur. La Régie,
16 nous a posé... Excusez. Bon, ma voix elle rentre et
17 elle sort là. Désolé. Je vais me reculer un peu.

18 Alors, le cent pour cent (100 %) de... La
19 Régie nous pose une DDR là-dessus, avec raison, que
20 soit un, soit l'autre, ça fait un peu vague du
21 point de vue d'un texte normatif. Donc on revient
22 avec une autre formule qui... Bon. Bien, c'est la
23 norme qui était posée, puis je vais juste vous la
24 dire parce qu'on n'a pas la diapo, qui dit que si
25 l'exploitant a fixé une courbe, elle prime. La

1 norme en principe, elle accorde une discrétion à
2 l'exploitant d'avoir le temps de réagir à des
3 perturbations. Si l'exploitant souhaite fixer une
4 courbe, on garde cette discrétion-là. Par contre,
5 si l'exploitant n'en a pas fixé une, donc si
6 seulement s'il n'en a pas fixé une, le propriétaire
7 peut se prévaloir d'une courbe d'urgence. Puis s'il
8 se prévaut d'une courbe d'urgence, il n'a pas de
9 marge, c'est lui-même qui est en train de se donner
10 une courbe.

11 (10 h 33)

12 Pourquoi on a évolué, puis on tourne autour du pot
13 avec plusieurs dispositions particulières? Il y a
14 deux aspects qui sont particuliers au Québec dans
15 ce domaine-là qui, selon nous, justifie l'ajout
16 d'une disposition particulière.

17 Premièrement, l'exploitant qui est au
18 Québec CMÉ, mais qui pourrait dans certains cas
19 être des GOP, des exploitants de centrales, il ne
20 fixe pas de caractéristiques assignées en situation
21 d'urgence de transformateurs. Donc, l'exploitant au
22 Québec ne fixe pas une courbe d'urgence comme
23 telle, comme la norme le veut.

24 Il s'appuie sur un guide de surcharges qui
25 est partagé, c'est-à-dire il participe au comité de

1 rédaction d'un guide de surcharges. Il connaît le
2 guide de surcharge. Il connaît les réglages comme
3 le propriétaire participe au guide de surcharges.
4 Et il participe à fixer les réglages. Donc, tout le
5 monde est sur la même page de ce qui est permis
6 dans des transfos d'Hydro-Québec au Québec.

7 Pourquoi se préoccuper de cette situation-
8 là? Après tout si l'exploitant n'en fixe pas une
9 courbe, c'est le premier cas, le cent cinquante
10 pour cent (150 %) qui s'applique. Mais... Et HQT a
11 fait valoir qu'il croyait que c'était un petit peu
12 ambigu, que ça pourrait être problématique puisque
13 l'exploitant participe à fixer les limites dans le
14 guide de surcharges qu'un surveillant pourrait
15 interpréter que c'est une limite fixée par
16 l'exploitant, parce qu'il participe à cette chose-
17 là. Si tel était le cas, la marge de quinze pour
18 cent (15 %) serait problématique. Le quinze pour
19 cent (15 %) serait problématique pour une raison
20 spécifique au Québec. Nous avons dans le réseau
21 interconnecté nord-américain les transformateurs
22 les plus nordiques. C'est ceux qui sont exploités
23 dans les conditions les plus froides.

24 Si on regarde... Je pense qu'on l'avait
25 déposé en engagement, comme l'ISO-NE, leur

1 température hivernale sur laquelle ils appliquent
2 un quinze pour cent (15 %) de courbe d'urgence,
3 c'est dix degrés (10°) centigrades. Nos
4 transformateurs dans le nord sont exposés à des
5 températures beaucoup plus froides que dix degrés
6 (10°) centigrades. On parle de moins dix, moins
7 quinze, puis ça peut être moins vingt. Et peut-être
8 plus froid. Mais, nous, on parle plus des
9 températures moyennes.

10 Je vous ai amené un des graphiques. On a
11 déposé en engagement. Puis on va, à moins que vous
12 ayez objection, le regarder ensemble. Les carrés
13 rouges, les carrés rouges, c'est le critère un de
14 cent cinquante pour cent (150 %). Donc, ça, ça
15 s'applique tout le temps. Tu ne peux pas régler une
16 protection en bas de ça puis lorsque... On dit,
17 pourquoi au début il y avait un cinq pour cent
18 (5 %) au lieu d'un quinze pour cent (15 %) ?

19 C'est que, dans la pratique, et HQT, les
20 experts en protection, il y a un expert qui va
21 venir nous parler demain, fixe les protections à
22 cent cinquante-cinq pour cent (155 %), donc cinq
23 pour cent (5 %) de plus. Donc, initialement, le
24 Coordonnateur avait pris ça et a dit, bon, bien,
25 cent cinquante (150 %), ici tu as une courbe, puis

1 c'est cent cinquante pour cent (150 %), bien, tu
2 prends cinq pour cent (5 %) de ça, ça donne cent
3 cinquante-cinq (155 %). C'était notre première
4 idée.

5 La mathématique ne fonctionne pas tout à
6 fait. Puis ce n'était pas tout à fait ce qui était
7 voulu comme disposition particulière. On a révisé.
8 Là, ce qu'on a, c'est que c'est soit le rouge qui
9 s'applique ou les losanges en bleu, qui est la
10 ligne inférieure. Alors, en presque tout temps,
11 c'est le cent cinquante pour cent (150 %) qui
12 prime, qui est en valeur, qui est fixé sur les
13 réglages, parce qu'ils ne peuvent pas être changés
14 en temps réel, les réglages dont on parle. Ils sont
15 fixés pour l'année.

16 (10 h 37)

17 Donc, c'est la ligne en rouge qui prime. La
18 courbe en bleu pour les transformateurs qui nous
19 intéressent ici. Si on applique un quinze pour cent
20 (15 %) de plus, ça devient les triangles ici, les
21 triangles en vert. Puis je vous invite à prendre
22 connaissance de la ligne mauve ici qui est à cent
23 soixante (160) degrés centigrade. On voit que la
24 ligne verte dépasse la ligne mauve à environ zéro
25 degré. Dépassé cent soixante (160) degrés

1 centigrade comme température de ce qu'on appelle le
2 « hot spot » à l'intérieur du transfo, il n'y a
3 personne qui exige ça en Amérique du Nord. C'est,
4 on diminue la vie du transformateur comme une heure
5 d'opération à ça enlève des années de vie au
6 transfo. L'exploitant veut garder son réseau en
7 place, mais s'il brûle tous ses transfos, il n'y en
8 aura pas non plus. Puis ce n'est pas des petits
9 équipements. Donc, il n'y a personne qui s'attend,
10 en Amérique du Nord, que tu exploites au-delà de
11 cent soixante (160). Même à cent quarante (140),
12 normalement... comme quand la ligne dépasse le cent
13 quarante degrés (140 °), qui s'adonne, pour ce
14 transfo à être... jamais dépasser le un virgule
15 cinq (1,5), il y a plein de... il y a même des
16 exemptions qui sont prévues dans la norme qui
17 permettent de déclencher, lorsque ta température
18 réelle atteint le cent quarante (140).

19 Donc, selon nous, c'est une... c'est
20 spécifique, c'est très technique, j'espère que...
21 qu'on a été suffisamment clair mais sinon, on est
22 encore ici pour répondre à des questions. L'idée,
23 c'est, est-ce que cette situation justifie une
24 disposition particulière au Québec? Bien selon
25 nous, nous croyons que oui parce qu'on fait face à

1 une situation qui est peu usuelle dans le contexte
2 non seulement états-unien, mais aussi canadien. La
3 majorité des réseaux de transport du Canada sont,
4 comme la population, dans le Sud du Canada. Notre
5 réseau, comme une carte peut démontrer, a une
6 extension très nordique et donc, ça n'a pas été
7 pris en compte. Nous croyons que codifier la chose
8 en dispositions particulières et justifiées et on
9 va terminer... je vais terminer là sur ce sujet.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Q. [20] Monsieur Godbout, est-ce que... Monsieur
12 Godbout, est-ce que ça termine pour la PRC-023
13 parce que je voulais prendre une petite pause à peu
14 près dans le milieu de votre présentation, mais
15 là...

16 R. Bien si vous voulez terminer PRC-023, il reste une
17 diapo puis on finirait le...

18 Q. [21] Oui, parfait. Puis on prendra une pause après.

19 R. Parfait. Ah, bien c'est très court en plus. Il y a
20 deux questions de la Régie et un enjeu de RTA qui
21 parlaient de la notion d'un ajout de phrase du RTP.
22 Le Coordonnateur s'était engagé à faire ce
23 changement-là. Ça a été une erreur de dépôt que ça
24 n'avait pas été fait préalablement, donc on l'a
25 fait vendredi passé... il y a deux vendredis. Et

1 donc, le dix (10) mars, on a rajouté une phrase
2 qu'on s'était engagé de rajouter. Par ailleurs,
3 nous croyons que ça répond à la préoccupation de la
4 Régie qui disait que l'application ne tenait pas
5 compte de la tension des lignes. Nous croyons que
6 ce n'est pas nécessaire de tenir compte de la
7 tension une fois qu'on précise que les
8 installations visées font partie du RTP. Et sur
9 ce...

10 Q. [22] Merci beaucoup. Nous allons prendre une petite
11 pause de quinze (15) minutes. Alors, il est dix
12 heures quarante (10 h 40), à moins cinq nous
13 revenons. Merci.

14 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

15 REPRISE DE L'AUDIENCE

16 (11 h 00)

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Alors, Maître Tremblay, on peut continuer le
19 témoignage des témoins.

20 M. MICHAËL GOUBOUT :

21 R. Bonjour, Michaël Godbout. Mes collègues m'ont
22 informé que je n'ai pas été aussi clair que
23 j'aurais dû l'être sur un point. Donc, on va faire
24 un petit retour sur la PRC-006. Juste pour nous
25 assurer qu'on s'est bien compris. La norme

1 PRC-006-2 d'origine contient une variante Québec,
2 nous la déposons au présent dossier avec une Annexe
3 Québec, qui remplace cette variante Québec. Et on
4 demande l'adoption de cette norme-là, PRC-006-2
5 d'origine avec une Annexe Québec, qui a des
6 modifications quand même substantielles.

7 Actuellement, l'étude au NPCC, il y a la
8 norme PRC-006-3 avec variante Québec, qui contient
9 le contenu de notre Annexe Québec. Et elle est
10 présentement en ballottage au NPCC. Une fois le
11 ballot NPCC terminé, présumant qu'on obtient le
12 quorum et que ce soit approuvé et tout, ça va aller
13 à la NERC et, une fois entérinée à la NERC, elle
14 va... nous, on va la rapporter ici.

15 Et, juste pour être clair, que... quand on
16 vous demande la PRC-006-2 avec l'Annexe Québec, la
17 PRC-006-2 a été approuvée par la FERC et on vous
18 demande d'approuver un contenu technique dans
19 l'Annexe Québec, qui va être ultérieurement, on
20 l'espère, approuvé par le NPCC et la NERC.

21 Maintenant, si on traite de la norme
22 PRC-025-1. Il y a une question de la Régie au sujet
23 de la production non raccordée au RTP, si c'est
24 pertinent d'inclure cette production non raccordée
25 au RTP au... une définition de production non

1 raccordée au RTP au glossaire?

2 Selon nous, ce n'est pas nécessaire. La
3 caractéristique de production raccordée au RTP est
4 identifiée au registre, les entités visées. La
5 production non raccordée, c'est les autres, ceux
6 qui disent qu'ils ne sont pas raccordés. C'est
7 clair. C'est suffisant pour l'application des
8 normes de fiabilité au Québec.

9 Par contre, si la Régie y voit un intérêt,
10 bien, on ne s'oppose pas à ajouter, peut-être, la
11 définition de production raccordée au RTP, le
12 positif de la chose. Production non raccordée, pour
13 nous, en soi, il n'y a pas lieu de le définir.

14 La PRC-0024, c'est une norme qui est le
15 pendant... c'est l'autre pendant, l'autre...
16 l'autre bout de la norme PRC-006. C'est les mêmes
17 courbes qui sont au coeur de ces normes-là. Ça
18 impose à un producteur de tenir compte des
19 perturbations en fréquences et en tensions. Nous
20 demandons, comme nous l'avons fait pour PRC-006,
21 une courbe tenue spécifique au Québec.

22 Alors, nous l'avons présentée ici en
23 graphique, elle est disponible également dans la
24 norme. Alors, cette courbe est une variante Québec.
25 C'est-à-dire qu'elle fait partie de la norme

1 d'origine, qui a été déjà revue et approuvée par la
2 NERC, qui a été déposée et approuvée par la FERC.
3 On voit, toutes les interconnexions sont présentes.
4 Par ailleurs, on peut noter que la courbe verte,
5 surtout dans les temps de zéro virgule un (0,1)
6 seconde jusqu'à disons cent (100) secondes qu'elle
7 est plus large, la zone de tenue est plus large que
8 pour les autres interconnexions. C'est ce que je
9 vous... ce dont je vous parlais tout à l'heure.
10 Nous devons tenir des exclusions en fréquence plus
11 importantes.

12 (11 h 05)

13 Nous avons ajouté une exclusion... une
14 disposition particulière qui applique un seuil de
15 tenue plus bas pour des centrales thermiques,
16 solaires, en principe ce qui n'est pas hydraulique.
17 Ça... l'ajout de cette exclusion-là donne à ces
18 producteurs-là une... une obligation de tenue
19 semblable à ce qu'il y aurait en Amérique du Nord,
20 mais surtout c'est que ces équipements-là sont plus
21 susceptibles de briser à des tensions... à des
22 surten... à des surfréquences, pardon, aussi hautes
23 qu'on demande dans notre courbe de tenue. C'est-à-
24 dire, une centrale thermique est généralement plus
25 sensible à la fréquence, elle, donc les risques de

1 causer des dommages en lui obligeant de tenir des
2 fréquences nécessaires pour l'interconnexion du
3 Québec est plus propice à endommager sérieusement
4 ces équipements-là. Donc dans cette tension entre
5 l'exploitant et le propriétaire, le propriétaire
6 qui veut protéger ses équipements, c'est reconnu
7 que... on ne veut pas détruire les équipements,
8 donc on a accordé ces dispositions-là qui ramènent
9 le seuil de déclenchement un peu à ce qui est
10 permis ailleurs en Amérique du Nord. C'est comme
11 une sorte d'exception à la courbe de tenue.

12 Pour les réglages de relais de protection
13 en tension, en sur et sous-tension, nous avons dans
14 le cours de l'examen du dossier modifié les courbes
15 de tenue. Nous avons déposé dans une réponse à un
16 engagement une courbe assez complexe qui montre
17 l'avant et l'après de la chose. Et en général la
18 courbe que nous avons déposée, qui provient des
19 exigences techniques de raccordement qui ont par
20 ailleurs été approuvées en cours de notre dossier
21 par la Régie, c'est-à-dire le contenu technique a
22 été entériné, mais elles ne sont pas finalisées si
23 je comprends bien, alors ces exigences techniques
24 de raccordement prévoient une courbe de tenue en
25 tension qui est plus large, c'est-à-dire elle est

1 plus haute sur l'axe vertical et plus basse presque
2 partout, mais pas entre un et trois secondes. C'est
3 là que, pour nous, comme Coordonnateur de la
4 fiabilité, nous, on ne fait pas vraiment des...
5 comme... on n'évalue pas la fiabilité de ça
6 normalement. Comme c'est le Planificateur qui fait
7 ça, puis lui, il a exigé des tenues comme il a pu
8 le justifier par ses études. Nous, on ne fait pas
9 des études qui vont à l'encontre de ça. C'est lui
10 qui est responsable de produire ça.

11 Alors, que la norme demande une tenue plus
12 stricte que les exigences techniques de
13 raccordement nécessaires pour le Québec, on n'était
14 pas confortables avec cette notion-là. Mais on ne
15 voulait pas aller à comme le moins strict possible
16 si c'est pas cohérent. C'est comme... on cherche
17 quelque chose de cohérent à appliquer.

18 Par ailleurs, avoir une courbe en vigueur
19 au Québec, on trouve que ça simplifie pour les
20 entités visées d'avoir seulement une courbe. Et
21 finalement l'exigence qui prévoit la tenue en
22 tension prévoit de nombreuses exemptions, si les
23 équipements ne peuvent pas soutenir ces tensions-
24 là, s'il y a des contraintes réglementaires, si...
25 il y en a d'autres. Et surtout, que le

1 Planificateur peut exempter ou, du moins, assouplir
2 les exigences de tension. C'est à noter que le
3 Planificateur ne peut pas prendre les exigences de
4 tenues plus strictes que la norme d'origine. Il
5 peut juste l'assouplir.

6 (11 h 10)

7 Donc, nous, on a pris la courbe prévue par
8 l'exigence technique de raccordement, on a pris la
9 plus sévère... comme par exemple le triangle en
10 bas. Ce triangle-là s'applique techniquement juste
11 aux éoliennes dans les exigences techniques de
12 raccordement. Mais, nous, on a pris la courbe la
13 plus stricte dans le sens où le Planificateur peut
14 assouplir une exigence, au besoin, mais il ne peut
15 pas la rendre plus stricte. Alors, ça fait pas mal
16 le tour de cette question-là. À noter qu'il y a une
17 entité qui a un problème avec cette courbe-là en
18 surtension, c'est-à-dire cette partie-ci, en haut.
19 Notre compréhension, c'est qu'il n'y a pas d'enjeu
20 pour les autres entités du Québec sur le reste de
21 cette courbe, alors il y a cet enjeu-là. Je
22 comprends également qu'il y a un expert demain qui,
23 expert précisément là-dedans, qui va venir
24 expliquer à la Régie comment ça fonctionne. Donc je
25 vais céder le terrain à cet expert-là pour

1 procéder. Je vais céder à monsieur Turcotte.

2 M. NICOLAS TURCOTTE :

3 R. Donc, le dernier sujet qui intéressait la Régie,
4 soit la norme TPL-001-4, il y avait deux sujets,
5 notamment les clarifications relatives aux critères
6 de perte de charges non subordonnées, applicables
7 au Québec. Après, bien sûr, c'est des normes qui
8 s'appliquent et qui sont appliquées par le
9 Planificateur, et c'est la norme de planification
10 et je réitère et je répète, les normes TPL, leur
11 champ d'application est le Bulk, le BPS,
12 effectivement.

13 Selon notre compréhension, c'est que
14 concernant les pertes de charges non subordonnées,
15 pour ce qui est du réseau Bulk le Planificateur ne
16 s'en prévaut pas. Donc, il n'y a pas lieu d'en
17 fixer au Québec, en fait c'est le critère, selon
18 notre compréhension, il est fixé à zéro. Ça
19 pourrait faire l'objet, bien sûr, le Coordonnateur
20 lui-même ne s'objecte pas à ce que ça fasse l'objet
21 d'une annexe Québec dans laquelle il pourrait être
22 spécifié finalement que ce critère est porté à zéro
23 mégawatt (0 MW) pour la perte de charge non
24 subordonnée. Mais, encore une fois, puisque vous
25 aurez la chance de pouvoir interroger le

1 Planificateur lui-même demain sur le panel du
2 Transporteur, il pourra vous en dire plus, mais à
3 ce stade le Coordonnateur lui-même ne croit pas
4 qu'il serait pertinent finalement, si ce n'est de
5 faire une annexe Québec spécifiant le critère qui
6 sera spécifié par le Planificateur et le
7 Coordonnateur ne considère pas que la Régie devrait
8 restreindre son examen de la norme pour une perte
9 de charge puisque le processus qui est prévu n'est
10 pas nécessaire à la norme puisque le Planificateur
11 ne s'en prévaut pas, comme je le répète.

12 Finalement, le dernier enjeu qui était
13 soulevé par la Régie c'est les renvois aux normes
14 MOD-010 et MOD-012. Bien sûr, encore une fois on
15 réitère comme dans la FAC-010 il y avait un renvoi
16 à TPL, bien que la norme n'ait pas été adoptée, ça
17 n'empêche pas que la norme est en vigueur à cette
18 date, présentement.

19 Donc, effectivement les normes MOD-010 et
20 MOD-012 sont remplacées par la MOD-032 qui est
21 adoptée par la Régie de l'énergie. Incidemment,
22 bien que la norme en tant que telle, elle pourrait,
23 la norme TPL-001-4 pourrait être adoptée telle que
24 telle, même si elle réfère à MOD-010 et MOD-012,
25 comme Régie a fait pour les normes FAC, bien sûr,

1 le Coordonnateur ne s'objecterait pas à l'ajout
2 d'une disposition particulière pour rendre le
3 renvoi davantage pertinent vers la norme MOD-032.

4 Juste un moment s'il vous plaît. Bien sûr,
5 on me rappelle que le reste de l'Amérique du Nord,
6 bien sûr, a adopté la norme avec les renvois tels
7 que le Coordonnateur les a proposés, c'est-à-dire
8 encore une fois la MOD-FAC réfère à TPL-003, bien
9 qu'elle ne soit plus en vigueur, et bien sûr la
10 norme TPL-001-4 réfère à la MOD-010 et à la MOD-012
11 qui ne sont pas en vigueur, mais ça... Donc, par
12 souci de cohérence, nous avons gardé, par
13 respect... Pas par respect, pardon. Par souci de
14 cohérence avec le reste de l'Amérique du Nord, nous
15 avons décidé de garder les normes telles que
16 telles, mais comme je l'indique ici dans la
17 présentation, le Coordonnateur ne s'objecte pas à
18 l'ajout d'une disposition particulière dans une
19 annexe Québec éventuelle. Donc ceci, je crois, met
20 fin, ça met fin à notre présentation concernant les
21 enjeux qui avaient été soulevés par la Régie de
22 l'énergie. Donc, je vais laisser mon procureur vous
23 adresser la parole.

24 (11 h 15)

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Une simple précision, Madame la régisseur. Lorsque
3 monsieur Turcotte faisait référence au paragraphe
4 81 d'une ordonnance de la FERC lorsqu'il était
5 question des normes FAC-010 et 011. Alors, il
6 s'agit d'une ordonnance que vous trouverez sous la
7 cote de référence 138-FERC-61,193 qui s'intitule
8 « Order accepting with conditions the electric
9 reliability organization's petition requesting
10 approval of new enforcement mechanisms and
11 requiring compliance filing » du 15 mars 2012.
12 Cette précision étant faite, les témoins sont
13 disponibles pour répondre aux questions.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Merci, Maître Tremblay. Merci pour votre
16 témoignage. On avait prévu faire le contre-
17 interrogatoire en après-midi. Alors, ELL, je ne
18 sais pas si... vous aviez prévu trente (30)
19 minutes, est-ce que vous préférez le faire au début
20 de l'après-midi ou si vous êtes prêt actuellement?

21 Me NICOLAS DUBÉ :

22 Bonjour, Nicolas Dubé pour ELL. Compte tenu de la
23 proposition du coordonnateur de la fiabilité pour
24 ce qui est des MOD-0081 et compagnie, je n'aurai
25 pas de questions pour le panel cet après-midi.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait. Alors, Maître Grenier pour RTA, est-ce que
3 vous préféreriez en après-midi?

4 Me PIERRE D. GRENIER :

5 Bonjour, Madame la régisseur. Certainement, ça me
6 donnerait la chance de réviser avec monsieur Fortin
7 les éléments de réponses, et notamment les
8 propositions qui ont été faites par le
9 coordonnateur ce matin, et puis de pouvoir centrer,
10 ou cibler, les enjeux les plus importants qui...
11 qui ont fait... qui vont faire l'objet de questions
12 suite au témoignage rendu par le coordonnateur ce
13 matin. Alors, oui, j'apprécierais profiter de la
14 pause pour pouvoir... pouvoir soumettre mes
15 questions au panel cet après-midi.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Parfait. Alors, si on revenait à une heure moins
18 quart (12 h 45), ça donne une heure et demie
19 (1 h 30) pour le lunch et puis ça vous permettra,
20 Maître Grenier, de vérifier avec votre client tout
21 ce qu'on a eu par rapport au panel.

22 Parfait. Merci. Alors à une heure moins quart
23 (12 h 45).

24 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

25 REPRISE DE L'AUDIENCE

1 (12 h 48)

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Bonjour à tous de retour. Ça fait du bien. Une
4 heure et demie de lunch, c'est rare qu'on a ça. On
5 en a profité. Alors, Maître Grenier, c'est à vous.

6 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER :

7 Nous, on n'a pas chômés.

8 Q. [23] Ma première question s'adresse à monsieur
9 Charles-Éric Langlois. Lorsque vous vous êtes
10 présenté, Monsieur Langlois, vous avez exposé dans
11 votre curriculum vitae votre profil d'expérience.
12 Vous n'avez pas indiqué dans l'organigramme où vous
13 vous situez exactement.

14 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

15 R. Je n'ai pas en référence l'organigramme. Je ne sais
16 pas si on peut avoir une copie.

17 Me PIERRE D. GRENIER :

18 On est à quelle pièce, Madame la Greffière?

19 LA PRÉSIDENTE :

20 B-0106 si je ne me trompe pas.

21 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

22 R. L'unité où je travaille se situe sous la direction
23 de monsieur Jean-Pierre Giroux, directeur
24 Planification. Donc, je suis dans l'unité à gauche
25 complètement de l'organigramme. Je suis dans

1 l'unité de Stéphane Talbot, Planification et
2 stratégies du réseau principal, plus précisément
3 dans l'équipe Stratégies du réseau principal et
4 interconnexions.

5 Me PIERRE D. GRENIER :

6 Q. [24] Merci, Monsieur Langlois. On va parler un peu
7 de normes EOP-004. Je vous demanderais de prendre
8 la réponse révisée du Coordonnateur du trente (30)
9 juin deux mille seize (2016), qui est la pièce
10 B-0099. Je comprends que vous avez demandé à la
11 NERC certaines explications par rapport aux
12 déclarations d'événements pour des charges de deux
13 cents mégawatts (200 MW) et plus. C'est ce que vous
14 rapportez dans votre réponse. On parle de la
15 réponse R3.

16 M. NICOLAS TURCOTTE :

17 R. Juste un moment, on recherche la réponse qui a été
18 redéposée récemment.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Avez-vous besoin des cotes HQCMÉ? C'est HQCMÉ-6,
21 Doc.1.

22 M. NICOLAS TURCOTTE :

23 R. Nous y sommes.

24 Me PIERRE D. GRENIER :

25 Q. [25] Vous êtes prêts. Hormis la vérification, la

1 question que vous avez posée à NERC, je veux juste
2 comprendre, vous avez posé une question par écrit à
3 la NERC? Vous avez envoyé une demande formelle à la
4 NERC pour avoir cette réponse?

5 R. Oui, par courriel.

6 (12 h 53)

7 Q. [26] Et je comprends que vous reproduisez le texte
8 intégral de la réponse de la NERC?

9 M. MICHAËL GOUBOUT :

10 R. Non, le texte intégral est en anglais. On a échangé
11 par courrier... par courriel, et par la suite, par
12 téléphone pour obtenir une réponse parce que ça a
13 pris un certain temps pour l'obtenir, donc on a été
14 obligé de talonner la NERC un peu. Et ensuite, on a
15 reçu une réponse par courriel, on a traduit en
16 français les principes directeurs qui sont les deux
17 premiers paragraphes en réponse de la NERC et par
18 ailleurs, elle souligne, on a contacté le NPCC avec
19 la réponse de la NERC pour voir s'il y avait
20 quelque chose à rajouter, ils n'ont rien rajouté.
21 Par la suite, le reste, la réponse amendée et le
22 Coordonnateur comprend, ça c'est notre
23 interprétation à nous.

24 Q. [27] Est-ce qu'il est possible d'avoir une copie de
25 la réponse de la NERC en anglais, comme engagement?

1 M. NICOLAS TURCOTTE :

2 R. Oui, on pourrait le fournir en engagement.

3 Q. [28] Merci.

4

5 E-1 (HQCMÉ) Copie de la réponse de la NERC en
6 anglais à la demande d'informations
7 relativement aux déclarations
8 d'événements pour les pertes de charge
9 de 200 MW et plus (demandé par RTA)

10

11 Est-ce que vous avez fait des analyses quant à
12 l'impact de ne pas soumettre de déclaration
13 d'événements pour des usines, pour des charges
14 industrielles, finalement?

15 R. Non.

16 Q. [29] Est-ce qu'il y a des raisons pour lesquelles
17 vous n'avez pas jugé pertinent de faire de telles
18 études?

19 R. Non. Les raisons sont pour la simple et bonne
20 raison qu'il y a peu de cas de figure qui existent
21 dans l'interconnexion du Québec, ou qui étaient
22 pertinents pour études puis ces études-là ne sont
23 pas rapportées. Maintenant, avec la réponse de la
24 NERC que nous avons obtenue, on n'a pas jugé
25 pertinent de creuser plus amplement la question.

1 M. MICHAËL GODBOUT :

2 R. Je vais juste compléter. Ce n'est pas des études
3 qui ne sont pas jugées pertinentes dans
4 l'interconnexion du Québec, mais plutôt les
5 événements associés à des déclenchements « client
6 side ». La NERC a confirmé que c'est peu rapporté
7 dans la base de données de la NERC. On ne s'attend
8 pas que ça soit différent ici, au Québec, c'est-à-
9 dire on ne s'attend pas que des entités aient des
10 déclenchements purement « client side » qui n'ont
11 pas d'incidence sur le réseau rapportent ces
12 événements-là à la NERC ou au NPCC. Il n'y a pas
13 lieu de faire une étude de quelque chose qu'on ne
14 s'attend pas qu'il ait lieu. On ne s'attend pas que
15 les entités avec des déclenchements purement
16 « client side » se rapportent, donc c'est pour ça
17 qu'on n'a pas fait d'études, on ne s'attend pas que
18 ça arrive.

19 Q. [30] Mais est-ce que je comprends bien, c'est que
20 la réponse de la NERC dit qu'elle n'a pas
21 d'événements, et non pas qu'elle a peu
22 d'événements. On dit : « Elle n'a pas d'événements
23 déclarés qui sont uniquement associés à des
24 événements causés par le déclenchement des
25 équipements de clients ».

1 R. C'est exact. Pas peu, pas.

2 Q. [31] Est-ce que je dois comprendre que la NERC
3 n'exige pas d'avoir ces déclarations d'événements?

4 R. La NERC nous a dit que ce n'est pas qu'elle n'exige
5 pas, c'est que personne ne se rapporte. Donc, il
6 n'y a pas d'exemption prévue du point de vue de la
7 NERC pour les entités... pour les déclenchements
8 « client side », il n'y a pas de codification que
9 c'est exclu, ce n'est pas un cas exclu, c'est que
10 les entités, lorsque ça arrive, ne se sentent pas
11 obligées de le rapporter et cela, la NERC ne
12 s'objecte pas. Oui. Alors, comme vous nous avez
13 rappelé, il n'y pas d'événements uniquement
14 associés aux déclenchements « client side ». La
15 NERC a dit que lorsqu'ils ont peu d'événements, ils
16 ont des événements, je ne devrais pas dire peu,
17 qu'il y a des événements qui ont des impacts
18 réseaux avec des déclenchements comme... donc
19 ensemble dans leur BD. Donc, il y aurait eu des
20 rapports lorsqu'il y a des événements réseaux et
21 des déclenchements « client side ».

22 (12 h 58)

23 Q. [32] Considérant cette réponse de la NERC, est-ce
24 que vous considérez que la NERC n'a pas besoin de
25 rapports d'événements qui se sont produits dans les

1 usines?

2 R. Nous considérons que la norme de la NERC est
3 relativement claire et que la pratique est
4 cohérente avec la norme. Nous croyons que lorsqu'il
5 y a un déclenchement avec un impact réseau, par
6 exemple un distributeur qui aurait un impact
7 réseau, associé à des déclenchements « client
8 side », qu'il pourrait y avoir lieu de faire un
9 rapport dans le cadre de la norme EOP-004, et la
10 NERC confirme que c'est le cas. Nous, on ne croit
11 pas qu'il y a une disposition particulière
12 nécessaire pour le Québec puisque ce cas de figure
13 là, association de l'impact réseau et de
14 déclenchements « client side », c'est intéressant
15 d'avoir ces déclenchements-là.

16 Dans une nouvelle version, comme il a été
17 mentionné brièvement par monsieur Turcotte à ce
18 sujet, ils vont préciser que c'est un... ce n'est
19 pas juste un événement réseau mais un BES
20 Emergency, qui est comme un seuil un petit peu plus
21 élevé d'un événement réseau, donc ils vont préciser
22 la chose. Alors, ce n'est pas vraiment pour sortir
23 les déclenchements... ma compréhension, c'est que
24 ce n'est pas pour sortir les événements
25 déclenchements « client side » industriels. C'est

1 que la BD de la NERC a trop de foudre dedans. Des
2 événements liés à la foudre. Donc, ils veulent
3 sortir des choses qui sont des événements foudre
4 sans cet impact réseau là, qui est comme le facteur
5 qui va avec les événements importants de rapporter.
6 Est-ce que ça répond à votre question?

7 Q. [33] Ça m'amène une autre question, Monsieur
8 Godbout. Est-ce que je dois comprendre que, dans
9 une situation où il y aurait une perte de charge,
10 par exemple, pour l'entretien, par exemple, pour ma
11 cliente RTA, de ses cuves, donc il y aurait une
12 perte de... planifiée, une perte planifiée de
13 charges de deux cents mégawatts (200 MW) qu'on
14 n'aurait pas, en vertu de votre compréhension, à
15 faire cette déclaration-là?

16 R. Dans votre cas de figure... peut-être que je
17 comprends mal, là, mais, nous, on ne parle pas
18 d'événements planifiés. On parle de pertes
19 fortuites.

20 Q. [34] O.K. C'est ce que je veux apporter comme
21 distinction, Monsieur Godbout. Votre compréhension
22 de la norme... de l'application de la norme pour
23 les déclarations d'événements, c'est une
24 compréhension qui se fonde sur des déclarations
25 lorsqu'il y a des cas fortuits, un accident, de la

1 foudre ou un bris majeur ou quelque chose qui n'est
2 pas planifié, c'est exact?

3 R. C'est exact.

4 Q. [35] Et vous êtes d'accord avec moi, Monsieur
5 Godbout, que la norme ne précise pas cette
6 compréhension-là que vous donnez à la Régie?

7 R. La notion d'événement, pour moi, semble claire
8 qu'un événement n'est pas planifié. Événement
9 planifié, ça ne va pas ensemble, pour moi.

10 Q. [36] Un événement fortuit, un événement planifié,
11 c'est un événement, vous êtes d'accord avec moi?

12 M. NICOLAS TURCOTTE :

13 R. Juste pour répondre à la question. Un événement,
14 c'est quelque chose qui apparaît de façon fortuite;
15 une planification n'est pas fortuite, elle est
16 planifiée. Dans le cadre de votre exemple, c'était
17 ce que vous-même vous avez distingué.

18 Q. [37] Mais, Monsieur Turcotte, est-ce que le mot
19 « événement » est un terme qui est défini dans le
20 glossaire?

21 R. Bien, d'abord, la question c'est s'il est défini au
22 glossaire? À notre connaissance, il ne l'est pas,
23 effectivement.

24 Q. [38] Donc, est-ce qu'il n'y aurait pas lieu d'avoir
25 une compréhension, pour les entités visées,

1 prévisible et certaine, qu'on n'ait pas à
2 interpréter ce que c'est un événement? Parce que je
3 comprends que le Coordonnateur fait une distinction
4 entre un événement fortuit et un événement
5 planifié, au niveau planification, de manière à ce
6 que les entités visées puissent avoir une
7 certitude, une prévisibilité, que s'il y a une
8 planification de faire de l'entretien sur une cuve
9 et qu'il y a une perte de charge de deux cents
10 mégawatts (200 MW), que l'entité visée n'a pas à
11 faire de déclaration d'événement? Est-ce que vous
12 trouvez ça raisonnable d'avoir une telle... une
13 telle précision?

14 R. En fait, c'est la façon qu'est construite la norme.
15 Il y a d'abord l'exigence 1, l'obligation d'un plan
16 d'exploitation puis, l'exigence 2, l'exigence de
17 déclarer en vertu de ce plan d'exploitation. Donc,
18 vous pourriez avoir, dans votre plan
19 d'exploitation, la définition des événements à
20 déclarer, tout simplement. La norme prévoit déjà
21 cette versatilité-là de déclaration d'événements.
22 (13 h 05)

23 Puis en anglais j'ai devant les yeux la
24 norme anglophone et on dit « events reporting ».
25 Donc je reviens à la réponse, c'est que la norme a

1 déjà cette souplesse-là. Vous établissez votre plan
2 d'abord d'exploitation puis vous déclarez en e2 les
3 éléments conformément à son plan, conformément au
4 plan. Donc le plan prévoit quelle sorte
5 d'événements vous déclarez puis vous le faites
6 conformément au plan. Et j'ajouterais que les
7 seuils sont prévus à e2. Donc en lisant la norme je
8 pense que l'entité a... et le surveillant ont toute
9 la... je vais le dire comme ça, la souplesse
10 nécessaire pour appliquer la norme.

11 Q. [39] Et, Monsieur Turcotte, vous faites référence à
12 quelle disposition de la norme?

13 R. Au EOP-004-2 e1 et e2.

14 Q. [40] Oui, oui, quel article?

15 R. e1 et e2.

16 Q. [41] Alors, Monsieur Turcotte, si on prend l'annexe
17 1 de la norme EOP-004, on parle ici de perte de
18 charge, perte de production. Encore une fois où
19 est-ce qu'on constate qu'il y a une distinction,
20 selon votre compréhension, votre interprétation de
21 la norme, entre un événement qui est planifié et un
22 événement qui est fortuit? Moi, je ne le vois pas
23 dans l'annexe 1. Et la question c'est : est-ce
24 qu'il n'y aurait pas lieu de pouvoir donner cette
25 précision-là dans la norme dans une disposition

1 particulière de l'Annexe Québec pour avoir une
2 prévisibilité puis une certitude pour les entités
3 visées, qu'il n'y ait pas d'ambiguïté sur la portée
4 de cette norme-là?

5 M. MICHAËL GODBOUT :

6 R. Bon, alors les... peut-être revenir à la question
7 précédente puis à ma réponse précédente. Un
8 événement planifié, pour moi et pour mes collègues,
9 ça n'existe pas. « Event reporting » c'est des
10 événements, c'est... c'est quelque chose qui est
11 fortuit, c'est comme ça partout en Amérique du
12 Nord. La notion de... on a besoin de clarté
13 additionnelle au Québec pour comprendre ce que tout
14 le monde a besoin, selon moi c'est un peu
15 réducteur, mais on n'a pas besoin d'avoir une
16 clarté additionnelle sur ce point-là. C'est clair
17 qu'un événement c'est quelque chose de fortuit, il
18 n'y en a pas d'événement planifié, selon nous.

19 Donc lorsqu'on regarde un seuil puis ça
20 donne un seuil de perte de production, perte de
21 production déjà c'est... selon moi, une perte de
22 production c'est pas une chose prévue, c'est...
23 Quand tu prévoies de ne pas avoir de production, tu
24 ne prévoies pas de la perdre. Alors selon nous,
25 c'est clair puis comme preuve de la chose c'est que

1 ça s'applique sans problème ailleurs en Amérique du
2 Nord sans disposition particulière.

3 On voit que dans la pratique c'est ce qui
4 est rapporté aussi. Donc le fait que la perte de
5 production peut sembler ambiguë à une entité, bien
6 je pense que surtout dans le cas de votre entité,
7 je pense qu'on est en train de le rendre très clair
8 qu'est-ce que ça veut dire, là, selon nous puis
9 selon la communauté nord-américaine. C'est en
10 anglais « event reporting », il faut que t'aies un
11 événement. En français, je pense que ça a le même
12 sens, là, c'est pas quelque chose qu'on planifie.
13 Une perte, c'est pas quelque chose qu'on planifie,
14 sauf comme dans des plans. Si t'as une première
15 perte, là t'aurais peut-être planifié une deuxième.
16 Dans le sens que quelque chose va arriver
17 automatiquement, une deuxième perte, mais la
18 première perte c'est pas quelque chose qu'on
19 planifie, selon nous.

20 Q. [42] Merci, Monsieur Godbout.

21 R. Et l'industrie.

22 (13 h 11)

23 Q. [43] On va maintenant aborder les normes FAC-010 et
24 FAC-011. Je comprends de votre témoignage ce matin,
25 Monsieur Godbout, je pense que c'est vous qui avez

1 dit ça, que HQT le Transporteur assujetti, est
2 assujetti à la FAC-010, FAC-011 et TPL-001 pour ce
3 qui est de la partie de son réseau qui est Bulk.

4 M. MICHAËL GODBOUT :

5 R. Je crois que c'est un de mes...

6 M. NICOLAS TURCOTTE :

7 R. C'est moi qui ai dit ça.

8 Q. [44] C'est vous qui avez dit ça. Alors, mes
9 questions vont s'adresser à vous, Monsieur
10 Turcotte. Et vous avez indiqué également à la Régie
11 que HQT, les installations de HQT qui sont non-
12 Bulk, donc RTP, sont également, rencontrent
13 également les critères des défauts triphasés et des
14 contingences de la FAC-010 et de la FAC-011, mais
15 sur une base volontaire, c'est exact? Depuis deux
16 mille cinq (2005).

17 R. En fait, excusez, cette partie-là de la réponse
18 c'est Charles-Éric Langlois qui l'a donnée, mais je
19 vais le laisser spécifier parce que...

20 Q. [45] Juste comprendre que c'est bien exact ce que
21 j'ai entendu.

22 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

23 R. Je vais reprendre...

24 M. MICHAËL GODBOUT :

25 R. Est-ce que vous pourriez reposer la question?

- 1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :
- 2 R. Non, j'ai compris la question. C'est bon.
- 3 Q. [46] Je peux la reposer si vous voulez, Monsieur
- 4 Langlois.
- 5 R. Je crois avoir compris.
- 6 Q. [47] O.K.
- 7 R. Vous me corrigerez si je ne réponds pas à la
- 8 question.
- 9 Q. [48] Soyez-en certain.
- 10 R. Dans le fond, il y a un correctif à apporter dans
- 11 ce qui a été compris, je pense. Depuis deux mille
- 12 cinq (2005), le Planificateur TransÉnergie applique
- 13 un critère dans les réseaux régionaux non-Bulk qui
- 14 est le défaut triphasé. Et cela n'est pas fait sur
- 15 une base volontaire, mais bien dans le cadre
- 16 d'études de conception de son réseau. Et par
- 17 conséquent, d'un point de vue de l'exploitation,
- 18 ces réseaux-là sont aussi étudiés avec cette
- 19 contingence-là, nonobstant qu'ils soient inclus ou
- 20 pas dans les FAC-010 et 011 qui n'étaient pas en
- 21 vigueur au moment de l'adoption de ce critère-là.
- 22 Q. [49] O.K. Donc, le Planificateur applique depuis
- 23 deux mille cinq (2005) ces critères-là sur les
- 24 réseaux régionaux. C'est ça?
- 25 R. On parle, applique ces critères-là sur le réseau

1 non-Bulk.

2 Q. [50] Oui, oui. On s'entend là-dessus. Depuis deux
3 mille cinq (2005).

4 R. Depuis deux mille cinq (2005) lors des études de
5 conception, ce critère-là est appliqué.

6 Q. [51] Donc, je comprends bien que lorsque les états
7 de conception ont été préparés, qu'on a intégré
8 dans les études de conception une conception pour
9 être en mesure de pouvoir rencontrer ce critère de
10 défaut triphasé?

11 R. C'est exact.

12 Q. [52] Et je comprends que, bien, enfin en deux mille
13 cinq (2005) on n'avait pas de normes de fiabilité,
14 de régime obligatoire au Québec par rapport à la
15 FAC-010, à la FAC-011 et à l'obligation de pouvoir
16 répondre à ce critère de défaut triphasé?

17 R. Je n'étais pas à Hydro-Québec à ce moment-là, mais
18 clairement, Hydro-Québec depuis un bon nombre
19 d'années applique un ensemble de critères en
20 exploitation et en planification sur le réseau Bulk
21 et non-Bulk, et les normes FAC-010 et -011 et TPL
22 applicables respectivement à leur champ
23 d'application traduisent la pratique de ce que
24 Hydro-Québec, dans ses méthodes de travail, fait
25 depuis un bon nombre d'années avec des

1 particularités, bien sûr, puis dans la formulation,
2 mais au point de vue de la méthode et les critères
3 appliqués, non, ce n'était pas assujetti à des
4 normes de fiabilité, mais l'ensemble des méthodes
5 de travail c'est consistant avec ce qui se fait
6 dans l'industrie.

7 Q. [53] Est-ce que vous pourriez me dire pour
8 l'atteinte de quel objectif est-ce qu'on a utilisé
9 des critères beaucoup plus sévères pour des réseaux
10 non-Bulk, pour des installations non-Bulk?

11 (13 h 15)

12 R. Je vais répondre ici avec mon chapeau de
13 coordonnateur, parce que je ne suis pas la personne
14 qui fait les études de planification, mais le
15 défaut triphasé est une perturbation, comme je l'ai
16 dit ce matin, qui est reconnu dans l'industrie
17 comme un critère de robustesse des réseaux, qui
18 permet d'assurer un niveau de performance, lors de
19 l'intégration de génération dans un réseau, qui
20 soit Bulk ou non-Bulk, et permet de s'assurer qu'un
21 événement sur le réseau Bulk ne va pas perturber au
22 niveau régional, ou dans un réseau non-Bulk, des
23 installations qui seraient planifiées avec un
24 niveau de performance moindre et qui pourrait
25 entraîner des séries de déclenchements non

1 désirables. Donc, la raison pourquoi on a ajouté ce
2 critère-là dans la conception du réseau est
3 clairement liée à une robustesse du réseau de
4 transport principal.

5 Q. [54] Donc, qui parle de robustesse parle de quoi,
6 d'avoir des équipements différents que si on n'a
7 pas à rencontrer ce critère-là? Est-ce que...
8 pouvez-vous me donner, avec votre chapeau
9 d'ingénieur et de coordonnateur, l'impact que ça
10 peut avoir d'installer des... de concevoir un
11 réseau qui répond à ce critère triphasé, de défaut
12 triphase, par rapport à un réseau qui ne rencontre
13 pas ce critère de défaut triphasé? Est-ce qu'il y a
14 des conséquences importantes sur l'ampleur de
15 l'investissement réalisé?

16 R. Je ne peux pas aller dans le détail des équipements
17 précis qui sont ajoutés, parce qu'on parle d'un
18 champ d'application qui est très vaste. Ça dépend
19 vrai... c'est très très spécifique à chaque
20 scénario. Par contre, ce que je peux dire, c'est
21 que la perfor... le défaut triphasé est une
22 perturbation qui vérifie la stabilité d'un réseau,
23 et la stabilité d'un réseau dépend en bonne partie
24 du comportement des équipements raccordés qui ont
25 un comportement dynamique, donc, on parle pas

1 exclusivement, mais principalement des centrales,
2 hydrauliques ou autres, et lorsqu'on applique un
3 critère comme celui-là dans un réseau, ce qu'on
4 vérifie c'est la robustesse lors d'un projet
5 d'intégration ou d'un... il faut vérifier la
6 performance du réseau et de la robustesse du
7 comportement du réseau avec ces équipements-là en
8 service, dont la génération. Et la conséquence
9 d'appliquer ces critères-là peut engendrer des
10 investissements d'équipement sur le réseau de
11 transport pour rencontrer un niveau de robustesse
12 qui peut être extrêmement variable, ou des
13 investissements dans les équipements de génération
14 pour améliorer la performance de la centrale elle-
15 même, parce que des fois le problème est local à
16 une seule centrale qui peut être le problème même,
17 donc on peut rehausser la performance de la
18 centrale par ses systèmes de contrôle, par exemple.
19 Donc, c'est assez vaste le champ d'application
20 de... et les investissements qui peuvent en
21 résulter.

22 Q. [55] Donc, vous convenez avec moi qu'il y a des
23 investissements à faire pour être en mesure d'avoir
24 un réseau, des installations qui rencontrent ce
25 critère de défaut triphasé?

1 R. Clairement, c'est du cas par cas. Il y a des
2 endroits dans un réseau où le défaut triphasé va
3 avoir aucun impact sur les investissements à
4 apporter pour rencontrer la performance désirée, et
5 dans d'autres cas, dépendamment de l'état du réseau
6 et des projets en cours et la génération intégrée,
7 ça peut varier énormément.

8 Q. [56] O.K. Dans le cas de... dans le cas de
9 TransÉnergie, est-ce que vous êtes... vous savez,
10 vous, si la Régie a approuvé des investissements
11 pour permettre de développer des réseaux non-Bulk
12 avec... qui répondaient à ce critère de défaut
13 triphasé?

14 R. À ma connaissance, la réponse serait oui, mais je
15 n'ai vraiment pas le détail pour pouvoir donner des
16 exemples. Puis la question pourrait être posée au
17 planificateur directement.

18 Q. [57] Qu'est-ce que c'est l'impact du défaut
19 triphasé exactement? Qu'est-ce que ça... qu'est-ce
20 que ça fait d'appliquer ce critère de défaut
21 triphasé en termes d'impact?

22 (13 h 21)

23 R. Il y en a plusieurs. Mais comme je t'ai dit dans la
24 dernière réponse, ce qu'on évalue, c'est la
25 robustesse du réseau à subir une perturbation dans

1 son régime dynamique, donc transitoire. On regarde
2 la stabilité transitoire du réseau qui peut être
3 affectée par le comportement de l'ensemble des
4 équipements qui y sont raccordés. Lorsque la
5 perturbation défaut triphasé survient ou est
6 appliquée dans une étude, on parle d'un court-
7 circuit de courte durée qui diminue la tension du
8 réseau à zéro volt, donc défaut à la terre à un
9 endroit donné. Et, ça, ça crée des oscillations de
10 puissance et de tension sur le réseau et des
11 centrales qui peuvent osciller entre elles.

12 Et dépendamment des équipements qui sont
13 raccordés, la dynamique peut varier énormément. On
14 peut avoir décrochage ou plus simplement un
15 déclenchement non prévu de certaines centrales qui
16 peut aller jusqu'à créer une instabilité sur ce
17 réseau-là. Donc, lorsqu'on atteint ce point-là dans
18 des études, et c'est la pratique de l'industrie
19 autant en planification qu'en exploitation,
20 lorsqu'on atteint un point d'instabilité dans les
21 études, la pratique, c'est de ne pas accepter ce
22 comportement-là et d'y remédier par des
23 investissements en planification ou des limites de
24 transit en exploitation.

25 Q. [58] C'était ma prochaine question. C'est quoi les

1 impacts sur les limites de transit, les SOL, aux
2 interconnexions d'avoir un défaut triphasé? Qu'est-
3 ce que ça comporte comme impact pour ces limites?
4 R. Le défaut triphasé va potentiellement à un certain
5 point d'opération, à une certaine limite donnée,
6 causer une instabilité du réseau. Donc,
7 dépendamment de sa robustesse qui a été donnée en
8 conception, dépendamment des critères pour lesquels
9 les investissements ont été faits, les décisions
10 qui ont été prises par les études des ingénieurs en
11 planification, le comportement du réseau, une fois
12 dans réellement... tel que construit, exploité par
13 l'exploitant va avoir un comportement donné.

14 Et lorsqu'on détermine des limites de
15 transit, des SOL, on regarde un nombre de
16 configurations et de modes d'exploitation qui va
17 au-delà des hypothèses de la planification. Donc,
18 on va regarder ce qui est vraiment, vraiment les
19 conditions de réseau qu'on désire, les transits
20 qu'on désire exploiter en réseau. Et on va valider
21 c'est quoi les limites de transit.

22 Pour être plus clair, une limite de
23 transit, on parle vraiment en général d'un point de
24 lecture sur le réseau. Ça peut être une ligne, un
25 ensemble de lignes, un ensemble de transformateurs.

1 Donc, on parle d'une interface dans laquelle on
2 supervise un échange de puissance. Ça peut être des
3 courants aussi. Mais en général, on utilise la
4 puissance.

5 On va déterminer la limite de transit sur
6 un axe donné en utilisant, par exemple, le défaut
7 triphase comme perturbation dans une étude qui est
8 assez complexe avec un paquet d'hypothèses et
9 d'intrants, et du jugement technique pour dire à
10 quel point que le critère qui est utilisé, dans ce
11 cas-ci par exemple le défaut triphasé, entraîne une
12 performance qui est non acceptable basée sur des
13 méthodologies reconnues et des critères internes à
14 Hydro-Québec, des trucs entrés dans les normes. Et
15 lorsqu'on atteint cette limite-là, bien, il y a des
16 petites marges qui peuvent être mises, mais on
17 utilise ces études-là pour fixer à quel point la
18 performance attendue n'est pas rencontrée pour
19 fixer une limite de transit sur l'interface qui a
20 été définie.

21 Q. [59] Donc, il est possible que l'impact d'un
22 critère de défaut triphasé à une interconnexion
23 fasse en sorte qu'il y a des réserves
24 additionnelles qui doivent être prises, par
25 exemple, au niveau des transits pour pouvoir, pour

1 pouvoir gérer un potentiel défaut triphasé?

2 R. L'application du défaut triphasé par rapport à ne
3 pas le faire, par exemple, faire une perte d'un
4 élément sans défaut, un événement moins sévère,
5 pour une configuration donnée à un transit donné,
6 dépendamment encore là des équipements raccordés au
7 réseau et de la dynamique intrinsèque du réseau
8 peut entraîner une diminution ou des contraintes
9 sur l'exploitation du réseau. Ce qu'on vit
10 quotidiennement dans l'exploitation de notre propre
11 réseau.

12 (13 h 26)

13 Q. [60] Est-ce que vous êtes... vous connaissez les
14 interconnexions du réseau de Rio Tinto Alcan avec
15 celles de HQT?

16 R. Dans une certaine mesure, mais je vous dirais pas
17 approfondi.

18 Q. [61] Est-ce que vous avez, au niveau de la
19 planification, fait des études pour déterminer quel
20 serait l'impact d'utiliser le critère de défaut
21 triphasé aux interconnexions?

22 M. NICOLAS TURCOTTE :

23 R. Il n'y pas eu d'études qui ont été faites par le
24 Coordonnateur de façon exhaustive, mais il y a une
25 évaluation préliminaire qui a été faite.

- 1 Q. [62] O.K. Est-ce que vous... quand vous parlez
2 d'évaluation préliminaire, vous parlez de quoi,
3 Monsieur Turcotte?
- 4 R. Bien, c'est préliminaire parce qu'il manque des
5 données aux commentaires pour qu'on puisse
6 compléter ou faire des études.
- 7 Q. [63] Est-ce que vous êtes au courant que les lignes
8 d'HQT aux raccordements, aux interconnexions
9 avec... au point d'interconnexion avec les lignes
10 de RTA, est-ce que vous êtes au courant que
11 maintenant ces lignes de transmission vont être
12 classées Bulk alors qu'elles n'étaient pas Bulk?
- 13 R. Est-ce que vous pouvez préciser de quelles lignes
14 on parle plus précisément par le numéro de la
15 ligne?
- 16 Q. [64] 3095, 1644, 1645 et 2325.
17 Me
18 Alors je remets le schéma du réseau au témoin, qui
19 un peu fripé.
- 20 R. La réponse à la question est oui à l'effet que je
21 suis au courant que ces lignes-là sont sujettes à
22 devenir Bulk.
- 23 Me PIERRE D. GRENIER :
- 24 Q. [65] O.K. Donc, étant sujettes à devenir Bulk, de
25 manière volontaire, ce que je comprends bien, c'est

1 qu'on a amélioré les lignes pour qu'elles
2 deviennent Bulk? On a amélioré les installations
3 des lignes pour qu'elles soient catégorisées comme
4 étant des lignes Bulk?

5 R. Juste pour être certain, est-ce que vous pourriez
6 répéter la dernière question, s'il vous plaît? Pour
7 l'application du Bulk, être certain que j'ai bien
8 compris.

9 Q. [66] Qu'est-ce que, à votre connaissance, le
10 Transporteur a fait pour passer des lignes RTP à
11 des lignes Bulk en termes d'investissement, en
12 termes d'« upgrade », amélioration?

13 R. Je n'ai pas cette information à ce moment-ci.

14 Q. [67] Puis à votre connaissance, est-ce que ça prend
15 des améliorations pour passer d'un réseau de lignes
16 RTP à un réseau de lignes Bulk?

17 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

18 R. Nos informations tel qu'on a témoigné, plutôt mon
19 collègue, mais le Coordonnateur, dans le dossier
20 R-3952, lors de la nouvelle désignation des lignes
21 Bulk a... le Planificateur, à ce moment-là, nous
22 avait informés que les lignes nouvellement Bulk
23 ne... que cette désignation-là n'avait pas
24 d'impact.

25 Q. [68] Parce qu'elles avaient été construites pour

1 être Bulk?

2 (13 h 33)

3 R. Non, ce n'est pas pour cette raison-là, c'est parce
4 qu'elles sont raccordées à des postes Bulk qui,
5 eux, peuvent subir un défaut triphasé. Donc, les
6 postes ont été conçus Bulk et les lignes, le rajout
7 des lignes, le fait que ces lignes-là... c'est
8 comme une extension du défaut, dans un certain
9 sens. Donc, ces lignes-là bénéficient, dans une
10 certaine sorte, de la protection de leurs postes.
11 Donc, les lignes elles-mêmes n'ont pas été conçues
12 « Bulk » mais elles bénéficient de la conception
13 des postes « Bulk » auxquels elles sont raccordées.

14 Q. [69] O.K. Alors, merci pour la précision, Monsieur
15 Godbout. Donc, on se retrouve, Monsieur Gagnon,
16 avec des lignes « Bulk » d'un côté du transit, vous
17 êtes d'accord avec moi, des lignes d'HQT?

18 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

19 R. Monsieur Langlois, vous voulez dire?

20 Q. [70] Qu'est-ce que j'ai dit?

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Monsieur Gagnon.

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 Q. [71] Excusez-moi, Monsieur Langlois.

25 R. « On se retrouve avec », voulez-vous répéter, « les

1 lignes »...

2 Q. [72] Je suis désolé, j'ai dû voir votre nom dans
3 mon coin d'oeil. Alors, allez-y, Monsieur Langlois.

4 R. Oui. Vous avez dit... pouvez-vous répéter la
5 question, s'il vous plaît?

6 Q. [73] On se retrouve d'un côté du transit avec des
7 lignes « Bulk ».

8 R. Oui.

9 Q. [74] Puis on se retrouve du côté du transit avec
10 des lignes « Bulk » qui doivent respecter les
11 critères de TPL-1 sur le défaut triphasé et la FAC-
12 010, la FAC-011 et les diverses contingences
13 également qui sont prévues dans ces normes.

14 R. Oui, c'est exact.

15 Q. [75] Et vous vous retrouvez, de l'autre côté du
16 transit, avec des lignes RTP qui appartiennent à
17 RTA, c'est exact?

18 R. Effectivement, il y a certains équipements RTP du
19 côté de RTA.

20 Q. [76] Et vous vous retrouvez également avec des
21 lignes qui ne sont pas RTP de l'autre côté du
22 transit. Ma question est simple, là. Qu'est-ce que
23 le Coordonnateur prévoit pour tenir compte de cette
24 situation-là?

25

1 M. MICHAËL GODBOUT :

2 R. On n'a pas compris votre question très simple.

3 Alors, est-ce que vous voulez...

4 Q. [77] Non, je vais reposer ma question. Est-ce que
5 le Coordonnateur s'attend à ce que RTA respecte le
6 critère de défaut triphasé puis les autres
7 contingences malgré que RTA n'a pas de ligne
8 « Bulk » ou n'a pas d'installation « Bulk »
9 confirmée par le Coordonnateur?

10 M. NICOLAS TURCOTTE :

11 R. Le champ d'application des normes FAC et le RTP,
12 non pas le « Bulk ». Le champ d'application des
13 normes de planification TPL et le « Bulk ».

14 Q. [78] Donc, ce que le Coordonnateur... en adaptant
15 ces normes FAC-010 et FAC-011, le Coordonnateur
16 s'attend à ce que les entités visées, dont RTA,
17 investissent des sommes importantes pour pouvoir
18 rencontrer ce défaut triphasé?

19 R. Ce n'est pas ça que... le champ d'application de la
20 norme c'est le RTP. La norme s'applique
21 majoritairement soit au planificateur soit au
22 coordonnateur de la fiabilité. Donc, RTA, c'est ma
23 compréhension, ne serait pas visée. Si ce n'est que
24 le Coordonnateur de la fiabilité devra, le cas
25 échéant, réviser les limites de transits.

1 Q. [79] Alors donc, il va y avoir potentiellement un
2 impact au niveau des transits entre le réseau de
3 RTA et le réseau d'HQT.

4 R. C'était l'objet de la présentation qu'on a faite ce
5 matin, effectivement.

6 Q. [80] C'est ça. Et, pour être plus précis, encore
7 une fois, Monsieur Langlois, quels vont être les
8 impacts potentiels, selon votre compréhension, aux
9 limites de transits entre le réseau de RTA et celui
10 d'HQT?

11 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

12 R. Le réseau... les lignes d'interconnexion entre RTA
13 et Hydro-Québec sont utilisées selon différents
14 modes d'exploitation, qui sont encadrés avec une
15 instruction commune avec RTA, et qui permettent
16 d'échanger de l'énergie, transits de puissance, des
17 limites d'exploitation dans les deux directions
18 selon différents modes. Le réseau étant plutôt
19 complexe, là, il y a plusieurs possibilité de
20 retrait, entre autres, qui font qu'il y a des
21 contraintes d'exploitation qui peuvent s'appliquer,
22 selon les différents modes export-import entre RTA
23 et HQ.

24 (13 h 38)

25 Donc, conséquemment, si le réseau n'a pas

1 été conçu pour subir un défaut triphasé lors de sa
2 conception et surtout en ne tenant pas
3 nécessairement compte de ces modes d'exploitation-
4 là parce que c'est pas des transactions d'échange
5 qui ont nécessairement été planifiées de façon
6 ferme. La conséquence peut être que lors de
7 l'établissement de limites SOL pour ces modes
8 d'exploitation-là en appliquant un critère de
9 défaut triphasé, il y ait des contraintes qui
10 s'installent, soit des modes d'exploitation qui
11 doivent être revus ou des limites, ou des modes
12 d'exploitation qui doivent être revus à la baisse.

13 M. NICOLAS TURCOTTE :

14 R. Je vais compléter la réponse en indiquant ceci,
15 qu'en l'absence effectivement de données probantes
16 de la part du Coordonnateur, si ce n'est qu'une
17 évaluation sommaire et partielle, il a été
18 impossible effectivement d'évaluer ce que monsieur
19 Langlois mentionne, c'est-à-dire les impacts réels
20 de façon définitive, en l'absence de données
21 probantes du réseau de RTA.

22 Q. [81] Si je comprends bien, Monsieur Turcotte, vous
23 avez... vous avez présenté à la Régie une
24 proposition de clause grand-père. Donc pour être
25 plus légaliste, là, vous voulez dire une

1 proposition de droits acquis? C'est ça que vous
2 voulez dire par une clause grand-père?

3 R. Ce n'est pas ce que j'ai utilisé.

4 Q. [82] O.K. Donc votre proposition de droits acquis,
5 est-ce que vous pourriez me la réexpliquer plus en
6 détail, qu'est-ce que ça comprend comme... de
7 quelle façon est-ce qu'elle serait... qu'elle
8 serait mise en vigueur ou quels sont les critères
9 qui sont nécessaires pour que cette clause-là
10 puisse s'appliquer aux installations de RTA?

11 R. Oui, en fait comme j'ai dit, cette clause-là nous
12 apparaît - et j'ai bien utilisé le terme « clause
13 grand-père » et non pas droits acquis parce que,
14 bon, c'est une norme et non pas effectivement un
15 principe de loi qu'on applique ici - il y a deux
16 grands principes qui s'en dégagent. De un, le champ
17 d'application des FAC demeure le RTP. Maintenant,
18 il y a deux couches, je vais dire comme ça, dans le
19 RTP. Il y a la couche Bulk, laquelle est... je vais
20 qualifier de RTP-Bulk. Puisque le Bulk a été
21 planifié selon les TPL, les contingences prévues
22 dans les TPL devraient s'arrimer avec les
23 contingences prévues dans la FAC. Donc jusqu'ici,
24 tout va bien comme on dit.

25 Deuxième sous-couche, c'est le RTP non-Bulk

1 qui, parfois, peut... n'a pas été planifié selon la
2 performance attendue, selon les mêmes contingences.
3 Parce que le TPL puisque ne s'applique pas, les
4 contingences qui sont dans les FAC n'ont pas
5 toujours été planifiées comme telles dans le réseau
6 RTP non-Bulk. Donc il y aurait à ce moment-là deux
7 cas de figure.

8 Un, c'est que l'entité... et c'est des
9 grands principes, ici, que j'énonce, bien sûr, ce
10 n'est pas définitif, je le répète, il faut
11 consulter les entités à notre avis à ce sujet
12 puisque ça ne fait pas l'objet de la présente
13 demande. La présente demande, elle est le retrait
14 des exigences des FAC. Donc j'y reviens. Il y
15 aurait deux sous-couches sous... pardon, deux
16 critères majeurs à respecter, soit que l'entité ou
17 l'installation a... l'entité soumettra qu'elle est
18 dans l'impossibilité d'appliquer les mêmes
19 contingences et la même performance que celle
20 prévue à la norme FAC qui est, je le rappelle, en
21 vigueur. Et deuxièmement c'est qu'advenant une
22 modification substantielle, une modification - je
23 vais enlever le substantiel - mais une modification
24 du réseau lui-même, et bien les contingences
25 applicables devront... bien la performance de

1 l'installation devra rencontrer le niveau de
2 performance applicable en vertu des FAC. C'est ce
3 que j'ai dit ce matin.

4 Q. [83] O.K. Alors j'ai tapé dans mon ordinateur quand
5 vous témoigniez ce matin le mot « substantiel ».
6 Là, vous le retirez? Modification substantielle...

7 R. Je vais... je vais... Excusez-moi, excusez-moi. Je
8 vais... parce que j'ai devant les yeux la
9 présentation et j'ai utilisé ce matin le mot
10 « modification significative ». Excusez-moi,
11 j'essaie d'écrire « significative », donc je vais
12 revenir à « significatif ».

13 Q. [84] Significatif.

14 R. Significatif. Excusez-moi, je...

15 Q. [85] Bon, vous avez utilisé le mot « substantiel »,
16 mais c'est peut-être un lapsus.

17 R. Excusez-moi, c'est un fort abus de langage.

18 Q. [86] Est-ce que ça veut dire, pour mieux comprendre
19 cette notion de « modification significative », que
20 si on fait des modifi... des modifications sur le
21 réseau, le fait qu'on fasse des modifications sur
22 le réseau, l'entité visée serait appelée à investir
23 pour pouvoir avoir un réseau qui rencontre ce
24 critère triphasé?

25 (13 h 43)

1 R. Pas seulement le critère triphasé, c'est les
2 contingences qui sont prévues à la FAC. Pardon,
3 dans les normes FAC, effectivement. Mais je le
4 répète ce sont, je l'ai énoncé ici, les grands
5 principes. Il y en a... on n'a rien soumis à la
6 Régie, il n'y a pas de modification ou d'exemption
7 technique permise jusqu'à ce jour, les normes
8 trouvent application à ce jour, elles sont en
9 vigueur. Donc, quand je parle de modifications
10 significatives, c'est des modifications qui seront
11 à définir dans un futur, soit dans un encadrement
12 que le Coordonnateur jugera approprié et qui seront
13 soumises à la Régie et aux autres entités pour
14 consultation, et caetera. Donc, ce sera des
15 paramètres à définir.

16 Q. [87] O.K. Donc je comprends qu'aujourd'hui devant
17 la Régie, le vingt et un (21) mars, on ne connaît
18 pas ce que ça veut dire « modifications
19 significatives ». On ne connaît pas le seuil de ce
20 que c'est une modification d'une modification
21 significative?

22 R. Bien, si votre question c'est : si je peux le
23 définir présentement, et qu'est-ce qui s'est écrit
24 dans la norme, non, bien sûr, je ne peux pas le
25 définir à ce stade. Cependant, j'ai une vague idée

1 en vertu de ce qui a été soumis dans le passé dans
2 certains dossiers de la Régie de ce que constituent
3 des modifications significatives, que ce soit des
4 exigences de raccordement de centrales, des choses
5 comme ça qui ont été soumises dans le passé, qui
6 peuvent nous donner des grands principes de ce que
7 constituent des modifications significatives au
8 réseau.

9 Q. [88] Et, je reprends un bout de réponse que vous
10 avez donné, que : « les contingences de la norme
11 TPL devraient s'arrimer avec celles de la FAC. »
12 Est-ce que vous vous souvenez d'avoir dit ça?

13 R. Oui, c'est ça. Plutôt, c'est ce que la FERC, comme
14 dans la décision et je vais citer la décision de la
15 Régie qui est D-2015-059, effectivement, la Régie a
16 dit préalablement dans cette décision qu'il y
17 avait, je l'ai en anglais, mais qu'il y avait des
18 différences entre les contingences applicables à
19 l'entité TPL et FAC, c'est à la connaissance de la
20 Régie, effectivement ça été soulevé dans la
21 décision, et que, je n'aime pas utiliser en termes,
22 en ces termes, mais en suivi de décision on nous a
23 demandé que si NERC modifiait et aplanissait ces
24 différences-là de revenir. Mais malheureusement,
25 bien, pas malheureusement, mais NERC ne l'a pas

1 fait et peut-être que se sera l'objet. Mais ce
2 n'est pas tout à fait de ça dont il qui est
3 question ici, mais c'est dans ce sens-là qu'on a
4 dit « arrimage entre les TPL et les FAC. »

5 Q. [89] Donc, ce que je comprends, c'est que le
6 Coordonnateur aujourd'hui, de la fiabilité au
7 Québec, veut s'assurer d'arrimer les contingences
8 de la norme TPL à celles des normes FAC-010 et FAC-
9 011.

10 R. Non, ce n'est pas ce que j'ai dit.

11 Q. [90] O.K. Alors, qu'est-ce que vous voulez dire par
12 que : « les contingences de TPL devraient s'arrimer
13 avec les FAC »? Parce que c'est ça que j'ai entendu
14 de vous, Monsieur Trucotte, tout à l'heure là. Je
15 veux juste comprendre ce que le Coordonnateur avait
16 en tête en disant ça.

17 R. Excusez, je réitère un peu ma réponse que je viens
18 de donner que c'est plutôt à la FERC qu'il y a une
19 tentative d'arrimage. Mais peut-être que c'était
20 encore une fois, excusez-moi, chaque mot étant
21 important.

22 Q. [91] Alors, c'est la FERC qui veut...

23 R. Qu'elle soit arrimée, mais ce n'est pas... Il y a
24 des différences dans les contingences applicables
25 en vertu des TPL et des FAC, c'est connu et la

1 Régie l'a soulevé. Ce que l'on indique ici, c'est
2 un peu, la clause grand-père telle qu'elle est
3 proposée, elle propose autre chose. Je ne sais pas
4 si c'est clair?

5 Q. [92] Je comprends de la précision que vous apportez
6 c'est que la FERC voudrait voir les contingences de
7 la norme TPL s'arrimer avec la norme FAC.

8 R. Bien, à ce propos, je vais inviter mon collègue
9 monsieur Langlois, parce qu'il est lui-même
10 observateur sur les comités de rédaction, pardon,
11 des normes FAC. Donc, peut-être que ça peut
12 apporter un meilleur éclairage à la Régie que moi
13 je pourrais en avoir personnellement.

14 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

15 R. Par rapport à cette question-là, ce que j'en sais,
16 c'est que la FERC a soulevé une incohérence entre
17 ou une différence majeure entre les contingences
18 qui sont dans les TPL et les contingences qui sont
19 dans les FAC. Les contingences dans les TPL vont
20 beaucoup plus loin que ce qui est demandé dans les
21 FAC. C'est un tout autre niveau d'analyse et de
22 robustesse dans un horizon de planification. Donc,
23 ce que j'en sais c'est que la FERC a soulevé une
24 inquiétude ou a mandaté NERC jusqu'à un certain
25 point pour revoir ça, ça ne veut pas dire que

1 nécessairement ça va se concrétiser. Présentement,
2 il y a un comité de rédaction qui révisé les normes
3 FAC-010, -011 et -014, dû à une recommandation d'un
4 « periodic review team » qui a soulevé, qui était
5 dû pour une révision et cette révision-là comporte
6 plusieurs modifications. Les grands principes y
7 demeurent, de ce que j'en sais, mais c'est un
8 processus qui est en cours et qui va se poursuivre
9 pendant plusieurs mois avant d'arriver à une norme
10 finale. Et de ce que j'en sais, il n'y a pas
11 d'arrimage précis de prévu. Et je ne peux pas
12 prévoir ce que le « drafting team » va faire comme
13 changement. Mais l'information que j'ai
14 aujourd'hui, c'est, il n'y a pas d'arrimage avec
15 précision de prévu entre les contingences de la TPL
16 et les contingences de la FAC.

17 (13 h 48)

18 Q. [93] Donc, je reviens sur votre commentaire,
19 Monsieur Turcotte. Est-ce que c'est la volonté du
20 Coordonnateur d'arrimer ou non? Parce que c'est ce
21 que j'ai entendu dans votre témoignage.

22 M. NICOLAS TURCOTTE :

23 R. O.K. Peut-être si mon témoignage était à cet effet-
24 là, c'était, excusez-moi, c'était peut-être une
25 indisposition de ma part. Je n'ai pas voulu

1 m'exprimer ainsi. FERC demande à NERC peut-être
2 l'arrimage. Nous, ce que nous demandons, c'est
3 qu'il y a... on voit qu'il y a, à cause des champs
4 d'application inhérents au Québec, on parle de
5 l'interconnexion du Québec, le champ d'application
6 TPL étant BPS, le Bulk, et le champ d'application
7 des FAC étant le RTP, il y a effectivement parfois,
8 si le réseau RTP non-Bulk n'a pas été planifié tel
9 que tel, il doit -excusez, je vais le mettre entre
10 guillemets- il doit y avoir un arrimage qui doit
11 être fait à ce moment-là, parce que je n'ai pas le
12 même champ d'application en planification qu'en
13 exploitation, tout simplement. C'est ce que j'ai
14 voulu dire. Pardon si je me suis mal exprimé. Puis
15 c'était peut-être, comme on dit en français, un
16 « short-cut ». Mais c'est ce que j'ai voulu, c'est
17 de la façon que j'ai voulu l'exprimer.

18 Q. [94] Très bien. J'aimerais maintenant qu'on discute
19 de la norme MOD-025. Vous avez parlé ce matin des
20 redondances en ce qui concerne la FAC-008 puis la
21 MOD-025. Et il y avait une discussion dans la NERC.
22 Et, Maître Tremblay, vous nous avez donné la
23 référence du document de la FERC. C'est ça? Pour
24 faire le tour de cette question-là. Maintenant,
25 pourriez-vous nous donner vos commentaires sur la

1 redondance entre la MOD-025 et l'exigence 13 de la
2 TOP-02?

3 R. Puisque la TOP-02 n'est pas à l'étude, bien sûr, je
4 vais devoir l'afficher.

5 Q. [95] C'est toutes des questions que ma cliente a
6 dans le dossier.

7 R. Votre question...

8 Q. [96] j'aimerais entendre le Coordonnateur sur
9 la question de la redondance entre la MOD-025 et
10 l'exigence 13 de la TOP-02?

11 R. D'accord. Juste un moment.

12 M. MICHAËL GODBOUT :

13 R. Notre compréhension, l'exigence 13 permet sur
14 demande un degré de précision supérieur à la norme
15 MOD-025 puisque l'exigence 13 permet au TOP de
16 demander, de faire une vérification quant à
17 différentes variables, dont la température, les
18 conditions d'eau, donc pour l'hydraulicité ou pour
19 la qualité du carburant, du « fuel » en anglais.
20 Donc, dans un cas, c'est à la demande. Dans l'autre
21 cas, c'est un phénomène périodique. Et dans le
22 premier cas, c'est une demande plus pointue. Dans
23 l'autre cas, c'est régi par une annexe précise des
24 conditions nécessaires. Donc, la MOD est plus
25 standard que l'exigence 13 de la norme TOP-02.

1 Q. [97] Est-ce que c'est de l'intention du
2 Coordonnateur d'en faire une seule procédure pour
3 faciliter la gestion de ces deux normes-là par les
4 entités visées?

5 M. NICOLAS TURCOTTE :

6 R. Oui.

7 Q. [98] Et de quelle façon, si vous le savez, comptez-
8 vous intégrer ces deux normes?

9 R. Bien, comme vous le dites, par une révision de
10 l'encadrement IQ-P-001, lequel prévoira les
11 exigences prévues en vertu de la TOP-02 et de la
12 MOD-025 afin d'aplanir le fardeau réglementaire des
13 entités pour ces deux exigences-là, de ces deux
14 normes-là, il y aura un seul encadrement. Encore
15 une fois, c'est dans un souci que les entités aient
16 un seul encadrement à répondre.

17 Q. [99] Et dans quel horizon est-ce que vous prévoyez
18 pouvoir rendre accessible cette révision?

19 R. Dès que la norme MOD-025 sera adoptée par la Régie,
20 donc avant sa date d'entrée en vigueur,
21 effectivement.

22 Q. [100] Merci.

23 R. Donc un horizon court terme.

24 (13 h 54)

25 Q. [101] Toujours dans la MOD, vous avez... je vais

1 aller directement sur la norme elle-même. J'en
2 avais parlé brièvement ce matin, mais j'aimerais y
3 revenir, sur la notion du mot « raccordé
4 directement » qu'on retrouve à 4.2.1, 4.2.2, et
5 4.2.3 de la norme où on indique clairement que la
6 norme... que le terme « installations visées »,
7 donc les installations qui sont visées par la
8 norme, c'est des cas de production de plus de vingt
9 (20) MVA raccordés directement au système de
10 production de transport d'électricité. Même chose
11 pour les compensateurs synchrones et même chose
12 pour les centrales ou installations de production
13 de plus de soixante-quinze (75) MVA qui doivent
14 être raccordées directement au système de
15 production de transport de l'électricité.

16 Maintenant, vous avez laissé tomber cette
17 notion de raccordement direct. Puis ma première...
18 dans l'annexe Québec. Et ma question pour vous,
19 Monsieur Godbout, c'est : Est-ce que vous savez,
20 dans le cas de ma cliente, RTA, que ces centrales
21 de production, ces groupes de production ne sont
22 pas directement raccordés au réseau RTP?

23 M. MICHAËL GODBOUT :

24 R. Je le sais.

25 Q. [102] O.K. À l'annexe Québec... je vais revenir...

1 Si on appliquait la norme telle qu'elle est
2 proposée ou rédigée par la NERC et qu'on remplaçait
3 le mot... Attendez. Qu'on remplaçait le mot
4 « système de production de transport
5 d'électricité » par le réseau RTP, vous comprendrez
6 que les installations ne seraient pas visées, les
7 groupes de production ne seraient pas visés par la
8 portée de cette norme-là?

9 R. Mais la norme d'origine s'applique aux éléments
10 directement raccordés au BES. Alors, lorsqu'on
11 l'applique aux groupes de production faisant partie
12 du RTP, c'est une restriction du champ
13 d'application quand même importante reconnue par la
14 Régie, comme... que la Régie a entérinée et que la
15 Régie a examinée et a en délibéré dans un autre
16 dossier. Le RTP c'est la façon qu'on a appliquée...
17 le champ d'application qu'on a donné à la majorité
18 des normes au Québec. Ça rétrécit le champ
19 d'application de la norme d'origine, déjà.

20 Là, c'est... dire qu'après ça, on peut
21 aller chercher un terme qui était dans la...
22 comme... ce n'est pas tout à fait juste, c'est
23 directement raccordé au BES, les installations de
24 votre cliente seraient visées si on avait le BES
25 ici au Québec. Mais on a le RTP, donc le champ est

1 restreint. Comme qu'on a... dans un autre contexte,
2 on a parlé de la production qui est non raccordée
3 directement au RTP, c'est vingt pour cent (20 %) de
4 la production en MVA au Québec. C'est gros de ne
5 pas avoir ces centrales-là dans l'application...
6 dans le champ d'application des normes.

7 Alors la MOD-025 c'est moins prestige un
8 peu, là, que la norme sur la tenue en fréquence.
9 Mais au fond, ces normes-là appuient ces autres
10 normes-là. Les centrales de production doivent
11 tenir dans les perturbations de fréquence, mais on
12 doit connaître leurs capacités, on doit connaître
13 leurs propriétés.

14 Par ailleurs, je comprends que RTA
15 soumet... je ne le sais pas personnellement, mais
16 c'est ma compréhension qu'il soumet IQ-P en vertu
17 de la TOP-002. Comme je l'ai dit tout à l'heure,
18 c'est une version quasi plus détaillée que ce qui
19 est exigé en MOD-025. Je ne vois pas un impact pour
20 RTA de se soumettre à la norme telle qu'on l'a
21 précisée en annexe.

22 (14 h)

23 Mais pour revenir précisément à la
24 question, puis juste retaper sur ce clou-là peut-
25 être trop, là, et exclure vingt pour cent (20 %) de

1 la production au Québec ne nous semble pas
2 nécessaire ou souhaitable pour la fiabilité. Puis
3 en précisant le champ d'application, en remplaçant
4 le champ d'application de la norme d'origine par le
5 RTP, c'est... oui, on a laissé tomber directement
6 raccordé, mais ce n'est pas en brèchant des choses
7 qu'on aime puis en refusant des choses qu'on n'aime
8 pas qu'on va faire un régime qui tient. Le RTP
9 c'est le champ d'application, c'est un bon champ
10 d'application puis... c'est tout, je pense que je
11 vais finir là.

12 Q. [103] Vous allez convenir avec moi, Monsieur
13 Godbout, que vous avez changé l'esprit de la norme
14 NERC en laissant tomber le concept de « directement
15 raccordé au BES », au système de production
16 d'électricité, par la notion « groupe de production
17 faisant partie du réseau de transport principal du
18 RTP », donc étant une notion beaucoup plus globale
19 que la restriction qui était imposée par la norme
20 NERC?

21 R. À mon avis, non. Puis je vais m'expliquer. Parce
22 que, dans la norme d'origine, quand on dit, « une
23 centrale non raccordée au BES », il n'y a pas
24 beaucoup de centrales aux États-Unis qui ne sont
25 pas raccordées au BES. Le raccordement d'une

1 centrale BES, il y a un débat dans des cas plus...
2 très, très pointus, mais généralement le modèle
3 nord-américain, à part au Québec, est continu. Et
4 donc, lorsqu'on fait une exclusion de BES raccordé
5 directement... une centrale BES raccordée
6 directement au réseau BES, pour nous, c'est ce
7 qu'on a prétendu en séance de travail, c'est ce
8 que... ce que RTA a mentionné dans sa preuve, qu'il
9 voulait qu'on confirme. Cette notion-là, pour nous,
10 ça vient du fait qu'il y a eu un grand débat aux
11 États-Unis, dans le reste de l'Amérique du Nord,
12 sur la... ce qu'ils appellent « disperse
13 generation », la traduction française m'échappe
14 mais ça serait une production distribuée, c'est des
15 éoliennes, du solaire, qui ont bénéficié d'une...
16 d'une exclusion à certaines normes voulant que ce
17 n'est pas chaque groupe. Comme si tu as deux cents
18 (200) turbines de un virgule cinq mégawatts
19 (1,5 MW), bien, ces deux cents (200) turbines là ne
20 seront pas assujetties à cette norme-là. Elles sont
21 exclues. C'est quelque chose qui est accordé dans
22 le cas de la production dispersée.

23 Ce n'est pas le cas qui s'applique ici.
24 Ici, on a le cas... on a précisé notre champ
25 d'application par le RTP. Selon nous, le champ

1 d'application de la norme ne vise pas plus large
2 que la norme d'origine. Comme d'habitude, puisqu'il
3 s'applique au RTP, le champ d'application est
4 restreint, le champ d'application de la norme ne
5 vise pas plus large que la norme d'origine. Bien,
6 comme d'habitude puisqu'il ne s'applique au RTP, le
7 champ d'application est restreint par rapport à ce
8 qui serait le cas en Amérique du Nord.

9 (14 h 04)

10 Q. [104] Ce matin, vous avez dit, Monsieur Godbout,
11 que vous n'aviez pas retenu la notion directement
12 raccordé en raison de ce concept-là « the disperse
13 generation », exact?

14 R. Je viens de le dire juste là aussi.

15 Q. [105] C'est ça. Donc, vous répétez ce que vous avez
16 dit ce matin?

17 R. Oui.

18 Q. [106] Juste pour faire le « loop » avec ce que vous
19 avez dit ce matin. Est-ce qu'il s'agit d'une
20 interprétation du Coordonnateur?

21 R. Je ne me rappelle plus sur quelle base, si je me
22 suis basé sur mon avis d'interprétation ou sur des
23 notes de la NERC. Ça fait huit mois, ou quelque
24 chose, que j'ai fait cette interprétation-là.
25 Aujourd'hui, à la lecture de la chose, ça me semble

1 clair. Donc, mon interprétation, c'est le cas. À
2 savoir si j'avais des appuis dans les documents de
3 la NERC à l'époque, je crois que oui, mais je ne
4 les ai pas activement. Je ne les ai pas.

5 Q. [107] Est-ce que vous pouvez, comme engagement,
6 vérifier si vous avez ces sources-là de disponibles
7 et de les communiquer comme engagement numéro 2?

8 R. Oui, je m'engage à vérifier s'il y a des documents
9 à saveur NERC qui appuient notre interprétation sur
10 le « disperse generation ».

11

12 E-2 (HQCMÉ) : Vérifier s'il y a des documents à
13 saveur NERC qui appuient
14 l'interprétation sur le
15 « disperse generation » (demandé
16 par RTA)

17

18 Q. [108] Donc, à défaut de ne pas avoir de tels
19 documents, je comprends qu'il va s'agir de
20 l'interprétation du Coordonnateur?

21 M. NICOLAS TURCOTTE :

22 R. Non, nous ne sommes pas d'accord avec votre
23 assertion. On va vérifier. Mais ce n'est pas notre
24 interprétation. Parce que l'objet de la norme, il
25 est très clair. C'est la vérification des capacités

1 de puissance actives, réactives brutes par le
2 planificateur. Et si on soustrait vingt pour cent
3 (20 %) des centrales, à quoi bon adopter une telle
4 norme? Je pose la question de façon théorique. Mais
5 je ne crois pas que... Ce n'est certainement pas ce
6 que nous avons dit. Je spécifie.

7 Q. [109] Et en faisant la modification, la proposition
8 que vous faites à l'annexe Québec, Monsieur
9 Godbout, je comprends que vous allez, par cette
10 nouvelle façon de qualifier l'inclusion des
11 installations de cette norme, que vous allez
12 inclure les groupes de production de RTA?

13 M. MICHAËL GODBOUT :

14 R. Effectivement.

15 Q. [110] Le vingt pour cent (20 %) est composé de quoi
16 exactement?

17 R. Pourriez-vous préciser la question?

18 Q. [111] Le vingt pour cent (20 %), vous avez dit
19 qu'il y a un vingt pour cent (20 %) de centrales,
20 de puissance qui pourrait être exclu si on
21 appliquait la norme originale de manière littérale
22 sans faire de modifications proposées, de quoi est
23 composé ce vingt pour cent (20 %) là?

24 R. J'ai compris ce bout-là, mais vous voulez les
25 propriétaires de ces choses-là? Le type de

1 production? Il y a plusieurs façons de répondre à
2 ça.

3 Q. [112] On va commencer, quel genre de groupe de
4 production vous avez dans le vingt pour cent
5 (20 %)?

6 R. Bon. On a... En termes de production, il y a de
7 l'éolien, certainement, surtout en Gaspésie, mais
8 ailleurs. Il y a certaines centrales dans les
9 réseaux régionaux.

10 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

11 En fait, pour simplifier, on a fourni la réponse à
12 cette question-là dans le dossier 3952. Je peux
13 vérifier. Je pense que j'ai encore mes notes avec
14 moi. Peut-être à la pause, on vous donnera le
15 détail du vingt pour cent (20 %). Je me souviens de
16 l'avoir dit devant vous, mais je ne suis pas assez
17 confortable pour réitérer ça. Je vais consulter
18 puis on vous fournira le détail.

19 M. MICHAËL GODBOUT :

20 R. Ça, c'est une possibilité. Le vingt pour cent
21 (20 %) est définitivement de la production non
22 raccordée au RTP. C'est par définition, ça. Dans le
23 3952, c'était... la question que vous aviez posée à
24 ce moment-là, c'était en termes de qui était le
25 propriétaire de ces centrales-là. Donc, ça, on peut

1 le ressusciter. Je l'avais produit à ce moment-là,
2 mais je ne l'ai pas avec moi parce que je ne
3 m'attendais pas à cette question-là. On peut
4 également... Dans le registre, ça indique comme la
5 proportion qui est éolienne et de production. Donc,
6 avant de fournir ça, ce serait à préciser si c'est
7 ça que vous cherchez, là.

8 (14 h 08)

9 Q. [113] Bien, c'était un des aspects de la question
10 parce que vous... je comprends de votre témoignage
11 que, lorsque vous parlez de vingt pour cent (20 %),
12 vous parlez d'un impact de vingt pour cent (20 %),
13 vous parlez d'un groupe qui pourrait causer une
14 perturbation importante sur le réseau, ce groupe de
15 vingt pour cent (20 %) là? C'est ce que vous avez
16 dit ce matin. Vous avez dit que s'il y avait une
17 chute de production de vingt pour cent (20 %) sur
18 le réseau, ça aurait un déclenchement important
19 puis il y aurait une possibilité de cascade?

20 R. Bien, ça c'est clair. Disons que je n'ai pas dit ça
21 parce que, ça, ça va de soi. Si on perd vingt pour
22 cent (20 %) de la production d'un coup sec,
23 c'est... le réseau va réagir, là, il y a des
24 automatismes en place. Mon collègue peut confirmer.

25

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Je serais porté à répondre, clairement, une perte
3 de vingt pour cent (20 %) de production, ce n'est
4 pas quelque chose qui est acceptable pour un réseau
5 de transport. Surtout pas celui d'Hydro-Québec. Par
6 contre, dans le champ d'application... dans le
7 contexte d'application de cette norme-là, je pense
8 que l'idée n'est pas d'aller vers... dire que,
9 nécessairement, les groupes vont déclencher. C'est
10 une application d'une norme pour s'assurer de la
11 robustesse de la production selon un critère
12 établi.

13 M. MICHAËL GODBOUT :

14 R. Je vais compléter sur ce point. Ce matin, ce que
15 vous décrivez, c'est quand je parlais dans le cadre
16 de la norme PRC-006...

17 Q. [114] Oui, oui.

18 R. ... et PRC-024. Ce que j'ai décrit c'est un
19 processus... disons qu'on s'entend tous que, vingt
20 pour cent (20 %), c'est inacceptable comme perte,
21 là. Mais ce que j'ai décrit c'est un phénomène plus
22 pointu que ça. J'ai dit que même si tu avais une
23 petite proportion de ce vingt pour cent (20 %) là
24 qui ne respecterait pas cette norme, ça pourrait
25 créer une situation qui serait "prône" à créer des

1 cascades.

2 Q. [115] O.K. Mais, alors, c'est ça que je veux... on
3 va y venir, là-dessus, parce que j'ai quelques
4 questions pour vous, Monsieur Godbout. Mais pour la
5 question du vingt pour cent (20 %) pour la MOD.
6 Hein, vous voulez, par l'annexe Québec, inclure
7 toutes les centrales, les groups de production qui
8 ne sont pas raccordés au RTP par le... qui ne sont
9 pas raccordés directement au RTP par votre
10 formulation annexe Québec. Et je vous posais la
11 question : Il y a combien de propriétaires, en
12 tout, qui forment le vingt pour cent (20 %) ?

13 R. Je vais être obligé de m'engager pour vous donner
14 cette réponse.

15 Q. [116] O.K.

16 R. Alors donc, combien de propriétaires...

17 Q. [117] Combien de propriétaires sont dans la
18 proportion entre les différents types de
19 producteurs d'énergie solaire...

20 M. NICOLAS TURCOTTE :

21 R. Éoliens ?

22 M. MICHAËL GODBOUT :

23 R. Éoliens, surtout.

24 Q. [118] Éoliens, oui, oui, et caetera. Les différents
25 thermiques...

1 LA PRÉSIDENTE :

2 L'engagement numéro 3.

3 Me PIERRE D. GRENIER :

4 Q. [119] L'engagement numéro 3, de me donner le nombre
5 de propriétaires qui forment le vingt pour cent
6 (20 %) puis dans quel genre de groupe de production
7 est-ce qu'ils opèrent. Dans quel domaine.

8

9 E-3 (HQCMÉ): Indiquer le nombre de propriétaires
10 formant le 20 % et indiquer dans quel
11 domaine ils opèrent (demandé par RTA)

12

13 R. En principe, c'est les petits propriétaires. Donc,
14 c'est une proportion... si c'est vingt pour cent
15 (20 %) de la production, on va faire l'engagement
16 mais c'est à peu près cinquante pour cent (50 %)...

17 Q. [120] Est-ce que vous êtes en train de nous dire
18 que ces petits propriétaires là peuvent avoir un
19 effet... un impact significatif, individuellement,
20 sur l'interconnexion du Québec en cas de chute de
21 production?

22 R. Là parlez-vous dans le cadre de cette norme-ci,
23 MOD-025?

24 Q. [121] Non, là j'arrive dans...

25 R. Dans l'autre. O.K. Un petit joueur peut être

1 négligeable pour une interconnexion. Mais un
2 ensemble de petits joueurs ne peut pas l'être.
3 D'ailleurs, on sait que ce n'est pas le cas. Donc,
4 quand on prend... même s'il y avait comme mille
5 (1000) petits joueurs mais si ça... mais si tout ce
6 mille (1000) petits joueurs là comporte vingt pour
7 cent (20 %) et qu'aucun d'eux ne respecte, par
8 exemple, une tenue en fréquence, comme dans la
9 norme PRC-024, le cumul de ces petits joueurs là
10 pourrait avoir un impact... il n'y a pas de
11 « pourrait », aurait un impact néfaste sur la
12 fiabilité de l'interconnexion.

13 Ce n'est pas le fait qu'ils sont
14 individuellement petits, c'est que dans leur
15 ensemble, puisqu'ils ne respecteraient rien, donc
16 ils vont protéger leurs équipements, ce qui est
17 correct pour eux, mais l'effet cumulatif de ce
18 phénomène-là c'est connu, c'est un des phénomènes
19 "principaux" de pannes en cascade étudiés dans
20 l'historique des pannes en Amérique du Nord et dans
21 le Monde, mais plus en Amérique du Nord. Pour nous,
22 par exemple, la tenue en fréquence, c'est un effet
23 global où chaque petit joueur compte.

24 (14 h 13)

25 Q. [122] Est-ce que vous avez fait des études pour

1 démontrer ce que vous nous dites?

2 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

3 Madame la Présidente, on a eu un débat précisément
4 sur ce point-là dans le dossier 3952. Il y avait un
5 témoin qui s'appelait monsieur Sylvain Bastien qui
6 a expliqué ça en détail du point de vue de
7 l'exploitant, de quelle façon ces centrales-là sont
8 importantes et réagissent en fréquence. Je ne veux
9 pas répéter ce qu'il a dit.

10 Alors là, ici, je n'ai pas le même
11 représentant qui a cette connaissance-là. Ce que je
12 pense vous demander, là, je l'annonce, je ne sais
13 pas si je vais le faire, ça va être d'importer
14 l'extrait de notes sténographiques du dossier qu'on
15 a déjà fait dans ce dossier-ci. Je pense que la
16 réponse était très élaborée dans le témoignage de
17 monsieur Bastien dans ce dossier-là. Maintenant, on
18 ne s'est pas préparé pour répondre à ce niveau de
19 détails là, mais ce n'est pas quelque chose qu'on
20 veut cacher ou qu'on n'est pas prêt à faire, ça a
21 été fait devant vous il y a un mois. Je pense que
22 la réponse s'y trouve. Alors ça pourrait peut-être
23 répondre plus en détail aux questions de mon
24 confrère, mais on n'a pas... ce que je veux dire,
25 c'est qu'on n'a pas le représentant du centre de

1 contrôle du réseau comme on avait la dernière fois
2 pour bien répondre à cette question-là, alors la
3 réponse qu'on peut donner, c'est celle qu'on peut
4 donner, mais ça n'atteindra pas le même niveau de
5 précision, là.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Maître Grenier, est-ce que vous avez quelque chose
8 à ajouter?

9 Me PIERRE D. GRENIER :

10 Évidemment, ce qu'on a fait dans le dossier 3952,
11 je ne voudrais pas nécessairement verser cette
12 preuve-là puis donner accès à tout le monde...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Il ne faut pas oublier que c'était à huis clos,
15 aussi, c'était une audience à huis clos avec la
16 confidentialité.

17 Me PIERRE D. GRENIER :

18 C'est ça.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Alors, il ne faut vraiment pas importer des choses,
21 des fois, qui pourraient ne pas devoir être
22 importées.

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 Exactement. Puis j'ai un peu de préoccupation de
25 faire ça, de faire ce que mon collègue suggère,

1 malgré que ce soit une bonne idée. Mais pour les
2 questions de confidentialité...

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Bien, écoutez, ce que je vous propose, c'est que
5 là, il est déjà deux heures et quart (2 h 15),
6 prendre une petite pause. Maître Grenier, vous
7 aviez annoncé une heure et demie, vous avez déjà
8 fait une heure et demie, je veux juste savoir...

9 Me PIERRE D. GRENIER :

10 Déjà?

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Oui. Il vous reste encore quelques normes.
13 J'aimerais juste savoir le temps que vous prévoyez
14 à peu près, là, parce que pour le sténographe, on
15 indique souvent habituellement quinze heures
16 (15 h 00), est-ce que vous pouvez rentrer dans ce
17 temps-là? Si, disons, on prend un dix (10) minutes
18 de pause?

19 Me PIERRE D. GRENIER :

20 Oui, oui, tout à fait. Pour quinze heures (15 h 00)
21 j'aurais... pour quinze heures (15 h 00)?

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Bien là, il est deux heures et quart (2 h 15), donc
24 on reviendrait à deux heures vingt-cinq (2 h 25).

25

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Si je dois terminer pour quinze heures (15 h 00),
3 je vais m'assurer de terminer pour quinze heures
4 (15 h 00).

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Non, mais je ne veux pas vous brimer dans votre...

7 Me PIERRE D. GRENIER :

8 J'ai encore... c'est parce qu'évidemment, les
9 sujets ont porté des questions qui ont nécessité...
10 j'ai quelques pages encore de questions. Ça peut
11 aller très rapidement, mais je vais tenter
12 d'accélérer pour terminer à quinze heures
13 (15 h 00).

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Parce que la Régie aura son interrogatoire demain
16 matin.

17 Me PIERRE D. GRENIER :

18 Oui.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Si jamais vous aviez besoin, on pourra vous
21 accorder un peu de temps demain, mais j'aurais
22 préféré finir avec vous aujourd'hui, si c'est
23 possible.

24 Me PIERRE D. GRENIER :

25 Je comprends. O.K. Je vais faire diligence, Madame

1 la Régisseure.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Parfait, merci. Puis pour répondre à votre
4 question, peut-être que vous pourriez en discuter
5 avec Maître Tremblay sur le vingt pour cent (20 %),
6 là, ce que vous demandiez?

7 Me PIERRE D. GRENIER :

8 Bien, le vingt pour cent (20 %) il y a un
9 engagement, je pense que ça c'est déjà pris comme
10 engagement. La réponse était... ma question était
11 plutôt, est-ce que vous avez fait des études pour
12 donner les réponses qu'on vient d'entendre au
13 niveau de l'impact en cascade et... Mais c'est
14 parce que, vous savez, je suis dans plusieurs
15 dossiers de la Régie puis je comprends qu'il y a
16 des mécanismes de défense, du délestage, il y a
17 plein de mécanismes très sophistiqués qu'Hydro-
18 Québec a en place pour assurer qu'il n'y ait pas de
19 chute en cascade et aujourd'hui, on nous parle des
20 petits producteurs qui pourraient créer des pertes
21 en cascade. Et je vais vous avouer que je suis un
22 peu surpris quand j'entends ça de la part du
23 Coordonnateur alors qu'on est venu m'expliquer
24 clairement qu'on avait des systèmes très
25 sophistiqués pour empêcher ça. Et voilà.

1 Alors, c'est ça que je veux pouvoir faire
2 déterminer avec les réponses que j'ai qui
3 m'apparaissent, somme toute, théoriques. Et
4 j'aimerais avoir, de manière pratique, la
5 possibilité d'établir que le réseau est un réseau
6 robuste qui est très bien protégé. Et ce n'est pas
7 parce qu'on a quelques producteurs dans les vingt
8 pour cent (20 %) qui pourraient délester de la
9 charge que ça créerait des chutes, des pertes en
10 cascade pour venir créer des pannes à
11 l'interconnexion du Québec. Alors, ça c'est un
12 premier commentaire.

13 (14 h 18)

14 Le deuxième commentaire, ça fait de
15 nombreuses années qu'il est clairement établi que
16 ma cliente RTA, qui a quand même une proportion
17 importante, là, de huit, neuf pour cent (8-9 %) de
18 la capacité totale au Québec, n'a pas d'impact
19 significatif sur l'interconnexion du Québec. Alors,
20 elle seule, elle n'en a pas. Alors, je suis un
21 petit peu préoccupé par ce que j'entends par
22 rapport à ce que j'entendais dans d'autres dossiers
23 et je veux tout simplement clarifier ces éléments-
24 là avec les témoins du Coordonnateur. Merci.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Maître Tremblay, vous sembliez pensif et ajouter,
3 rajouter quelque chose?

4 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

5 Oui. Mon non-verbal devait en expliquer, là. En
6 fait, j'ai l'impression qu'on s'en va sur une voie
7 juste d'incompréhension. Ce qui a été dit, en tout
8 cas, moi, ce que j'en ai compris c'est la même
9 chose que ce qui a été dit dans le 3952 et je ne
10 crois pas que c'est un passage confidentiel, parce
11 que ça ne concernait pas des listes d'équipement
12 qui appartiennent à une entité en particulier.
13 C'est tout simplement que ce vingt pour cent
14 (20 %)-là, bien, c'est en délibéré devant vous
15 actuellement, le Coordonnateur propose qu'il soit
16 inclus dans le RTP, ces centrales-là. Bon. C'est ce
17 qu'on a discuté dans l'autre dossier, je n'y
18 reviens pas.

19 Mais ce qu'on comprend c'est que ces
20 centrales-là, celles qui sont en service au moment
21 où il y a une perturbation vont contribuer à
22 l'équilibre du réseau collectivement pour toutes
23 celles qui sont en service à ce moment-là. Ce que
24 monsieur Trucotte a dit ce matin, c'est qu'on veut
25 que ces centrales-là soient assujetties aux normes

1 de fiabilité pour être certain qu'elles vont
2 répondre au moment où il y aura une perturbation en
3 fréquence sur le réseau. Bon. Et la norme, ma
4 compréhension de la norme MOD-025, c'est qu'on
5 parle justement dans cette norme-là de sensibilité
6 du réseau à la fréquence.

7 Donc, moi, je n'ai pas entendu de la part
8 du Coordonnateur de dire que chaque élément
9 individuellement est un élément crucial pour le
10 réseau. Je pense que c'est la globalité de ces
11 vingt pour cent (20 %)-là qui vont contribuer
12 collectivement au maintien de la fréquence. Alors,
13 moi, c'est la compréhension que j'en ai, je pense
14 que c'est celle du Coordonnateur aussi. Alors, je
15 pense que ce n'est pas tout à fait ce que mon
16 confrère vous relate, je pense que c'est une
17 question de bonne compréhension, de bien se
18 comprendre. Alors, je suis convaincu qu'à la pause
19 les témoins vont pouvoir se concerter, là, pour
20 clarifier tout ça. Mais, moi, j'ai l'impression que
21 c'est pas mal la même chose qu'on a administrée en
22 preuve dans l'autre dossier.

23 Alors, je vais ce soir réviser les notes
24 sténographiques dans ce dossier-là, puis je
25 déciderai si je vous fais une demande demain matin

1 pour identifier certains passages de notes très
2 précis qu'on pourra utiliser, puis sinon je vais
3 devoir faire la contre-preuve en faisant revenir
4 des gens du CCR. Ce n'était pas prévu et là, bien,
5 j'aimerais ça éviter ça. Mais si on doit se rendre
6 là, moi, si c'est ce qu'on doit faire, on le fera,
7 mais je pense qu'on peut éviter ça.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Maître Grenier, est-ce que vous aviez autre chose à
10 ajouter?

11 Me PIERRE D. GRENIER :

12 Non.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Alors, moi aussi, étant donné que les témoins ne
15 sont pas aussi, ce n'était pas le témoin qu'on
16 avait dans le 3952, je pense que peut-être profiter
17 de la pause pour voir s'il n'y a pas un consensus
18 où vous pourriez échanger, puis après ça on
19 reviendra, s'il y a quelque chose, je me
20 prononcerai sur l'objection en fait, là... en fait,
21 c'est une objection, plus ou moins, là.

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 C'est une propos... Moi, je ne la vois pas comme
24 une objection, parce que je ne suis pas encore
25 certain si monsieur Langlois est en mesure ou non

1 de répondre à ma question. S'il existe des études
2 qui ont été menées pour appuyer ce qu'on vient de
3 nous dire, parce qu'on nous dit des choses, puis là
4 c'est ça que je suis en train de tester. Ce qu'on
5 me dit, est-ce que vous l'appuyez sur quelque chose
6 de concret, une étude, des résultats ou vous le
7 dites parce que, selon votre opinion, selon
8 votre... sur quelle base? C'est ça que je vérifie,
9 là. Et...

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Alors, c'est pour ça que la pause pourra peut-être
12 être profitable dans ce sens.

13 Me PIERRE D. GRENIER :

14 Voilà. O.K. Merci.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Alors, on prendra un dix (10) minutes, on revient à
17 quatorze heures trente (14 h 30).

18 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

19 REPRISE DE L'AUDIENCE

20 (14 h 33)

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Alors est-ce que la pause a porté fruit?

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 C'est difficile à dire. Je vais faire une
25 proposition et je tiens... je reprends la question

1 de mon confrère : « avez-vous des études pour
2 appuyer ce que vous dites? » Alors voici ma
3 proposition. Notre compréhension des enjeux de ce
4 dossier-ci c'est que nous ne remettons pas en
5 question le champ d'application RTP des normes. On
6 n'avait pas cette compréhension-là, disons-le comme
7 ça, en se présentant ici, d'où la composition du
8 panel où vous n'avez pas l'exploitant lui-même, là,
9 qui... l'expertise d'exploitation. Vous avez la
10 planification, vous avez les gens spécialisés en
11 norme de fiabilité, compréhension générale du
12 Coordonnateur, mais vous n'avez pas cette partie-
13 là. Vous êtes bien à même, je le sais, de le
14 comprendre. Il existe par ailleurs une
15 justification très détaillée qu'on vous a fournie
16 dans un autre dossier.

17 Alors je vous dirais ceci : si la Régie
18 décide que l'application de la norme MOD-025 au
19 champ d'application RTP peut être remise en
20 question dans notre dossier ici, je vais simplement
21 vous demander d'intégrer au dossier les portions du
22 témoignage, y compris le contre-interrogatoire de
23 mon confrère, sous réserve de quelque
24 confidentialité que ce soit, du dossier 3952. Pour
25 quelle raison? Bien parce que c'est un débat qui a

1 déjà été fait, puis ce champ d'application-là RTP,
2 la raison pour laquelle les centrales RTP sur lien
3 non-RTP sont incluses au RTP, c'était... une des
4 raisons c'était la norme dont on parle ici, la MOD-
5 025. Alors c'est un gros morceau, je ne peux pas
6 laisser aller ça, c'est trop important en termes de
7 preuve.

8 Alors si vous autorisez donc que l'on
9 remette ça en question ou qu'on ajoute ça à l'ordre
10 du jour, ma réponse c'est tout simplement :
11 permettez-nous de verser au dossier le témoignage
12 de monsieur Bastien. Je vais ce soir identifier ce
13 témoignage-là, y compris le contre-interrogatoire
14 de mon confrère. Et je pense que ça pourra en
15 disposer. Si vous ne permettez pas ça, bien on va
16 devoir trouver un témoin, il va falloir qu'on fasse
17 entendre le même témoin à qui on poserait les mêmes
18 questions. Alors un dans l'autre, je pense que
19 l'idée que je propose permettrait de traiter ça de
20 façon simple et complète. Je la soumets à votre...
21 à votre appréciation et mon confrère pourra donner
22 son appréciation à lui.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Oui, Maître Grenier, vous vouliez ajouter quelque
25 chose?

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Oui. La MOD-025, on ne s'oppose pas à la MOD-025,
3 on veut s'assurer que le Coordonnateur va pouvoir
4 avoir une procédure conjointe MOD-025 TOP-002,
5 l'intégrer pour des... pour simplifier évidemment
6 le travail des entités visées. C'est ce qui est
7 demandé par... par ma cliente, RTA.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Donc si je comprends bien...

10 Me PIERRE D. GRENIER :

11 Là, je suis sur... les questions que j'avais
12 portent essentiellement sur les propos qui ont été
13 tenus par le Coordonnateur par rapport à la PRC-006
14 et non pas la MOD-025.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Donc si... si je comprends bien, la proposition de
17 maître Tremblay ne vous sera pas d'utilité?

18 Me PIERRE D. GRENIER :

19 Non.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Alors... Est-ce que le témoin peut répondre à la
22 question que vous vouliez...

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 C'est ça. Premièrement, est-ce que monsieur
25 Langlois peut me dire ou monsieur Godbout, qui ont

1 fait des affirmations devant vous aujourd'hui, sont
2 en mesure de me dire est-ce que vous avez, à
3 l'interne, chez le Coordonnateur, fait des études
4 pour démontrer quel est le seuil de perte de
5 production que vous avez besoin pour créer un
6 impact significatif, pour créer un événement
7 cascade? C'est aussi simple que ça.

8 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Je vais... je vais relire la MOD... la PRC-006,
10 mais à mon avis c'est la même question. C'est le
11 même enjeu qui se présente dans une autre norme,
12 ces deux normes-là ont des liens. À mon avis, c'est
13 applicable. Si vous me donnez quelques minutes je
14 vais la relire, mais on peut... je peux demander
15 aux témoins de faire un commentaire là-dessus si la
16 Régie l'autorise, mais à mon avis c'est le même
17 débat puis c'est le même enjeu.

18 (14 h 38)

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Q. [123] J'aimerais entendre, si les témoins peuvent
21 répondre à cette question, ou du moins donner leur
22 commentaire, je prendrais leurs commentaires et je
23 verrai après.

24 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

25 R. Je comprends l'ensemble du débat, mais

1 j'apprécierais que vous reformuliez la question en
2 tant que telle pour qu'on réponde... on confirme
3 qu'on peut répondre puis que ce soit la bonne
4 réponse.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 O.K.

7 Me PIERRE D. GRENIER :

8 Q. [124] Bon, je vais faire un contexte. Encore une
9 fois, monsieur Langlois, vous avez parlé...
10 monsieur Godbout à parlé du vingt pour cent (20%)
11 qui ne sont pas des... des groupes de production
12 qui sont directement raccordés au RTP. Première
13 prémisse, on s'entend là-dessus. Et vous avez
14 indiqué dans votre preuve que des pertes de charge
15 pourraient déclencher des possibilités d'événements
16 en cascades dans ce groupe de vingt pour cent
17 (20 %) là, et d'où l'importance d'intégrer
18 l'ensemble de ces petits producteurs dans le réseau
19 RTP.

20 Ma question c'est : est-ce que vous avez
21 fait, à l'interne, des études pour démontrer quel
22 est le seuil qui aurait une incidence sur le
23 déclenchement d'événements en cascade comme vous le
24 décrivez dans vos commentaires à la Régie
25 aujourd'hui?

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Tout d'abord, il faut comprendre qu'il n'existe pas
3 un seuil précis, c'est un ensemble d'études qui
4 sont faites par Hydro-Québec pour s'assurer de la
5 performance de son réseau, et le vingt pour cent
6 (20 %) dont on parle qui n'est pas raccordé
7 directement au RTP, ce vingt pour cent (20 %)-là
8 est synchrone à l'interconnexion du Québec, donc,
9 subit la même fréquence. Donc, toute perturbation
10 en réseau qui résulte en une excursion de
11 fréquences importantes et pour laquelle des
12 équipements peuvent déclencher, à cause d'une
13 performance moindre, peut avoir un impact sur la
14 coordination et la fiabilité de l'interconnexion du
15 Québec.

16 Donc, ça s'applique à l'ensemble des études
17 de performance, autant faites par le Planificateur
18 que par le Coordonnateur, pour ses limites
19 d'exploitation. L'ensemble de ces études-là, si on
20 prend par exemple ce qui touche à la PRC-006,
21 suppose un certain niveau de performance des
22 centrales selon les courbes, que je ne connais pas
23 par coeur, mais les performances qui sont exigées
24 dans les courbes des normes PRC-024 et autres, il y
25 a des tenues qui sont demandées, et dans les

1 exigences de raccordement d'Hydro-Québec, et
2 l'ensemble des études qui sont faites, à la fois
3 par le Coordonnateur et le Planificateur, prennent
4 pour acquis, jusqu'à un certain point, que ces
5 tenues-là vont être respectées. Et les automatismes
6 de réseau qui sont coordonnés avec ça sont là pour
7 sauvegarder le réseau lors d'un événement
8 exceptionnel, ou qui dépasse la performance
9 attendue pour laquelle on a investi sur le réseau,
10 et toute cette coordination-là, toutes ces études-
11 là, sont faites en supposant un niveau de
12 robustesse de toutes les centrales, incluant le
13 vingt pour cent (20 %) dont il est question. Donc,
14 c'est... c'est assez évident que ce vingt pour cent
15 (20 %) là si on prend comme hypothèse, par exemple,
16 qu'il ne respecterait plus, ou respecterait pas
17 certaines exigences, et qu'on prendrait pour acquis
18 qu'il y ait un déclenchement, c'est sûr que
19 plusieurs études seraient affectées par cette
20 baisse de performance là et pourrait remettre en
21 question la fiabilité sur différents angles.

22 Q. [125] Bon, alors je pense qu'on est en mesure de
23 pouvoir donner certains éléments de réponse, là.
24 Monsieur Langlois, merci beaucoup. C'est quoi le
25 seuil de perte de charge en mégawatt que ça

1 prendrait pour créer des événements en cascade,
2 malgré... malgré les mécanismes de défense que vous
3 avez sur votre réseau?

4 Q. [126] J'ai pas un seuil précis en nombre de
5 mégawatts à donner, parce que ça peut varier selon
6 les conditions de réseau et qu'est-ce qu'on regarde
7 comme contingence. Mais un exemple assez flagrant
8 ça serait une... plutôt qu'une perte de charge, ça
9 serait une perte de production. Si on a une perte
10 de production sur le réseau en simple contingence,
11 on a une perte d'une centrale qui est connue comme
12 étant une contingence crédible par le
13 Coordonnateur, par exemple mille cinq cents
14 mégawatts (1500 MW), ça serait un chiffre connu,
15 pour lequel on sait qu'on peut le perdre ce mille
16 cinq cents mégawatts (1500 MW) là, ça va entraîner
17 une chute de fréquence avec un certain niveau de
18 performance.

19 (14 h 43)

20 On prend pour acquis que les centrales et
21 les équipements vont rester en service suite à
22 cette chute de fréquence-là. Donc, on autorise de
23 perdre ce mille cinq cents mégawatts (1500 MW) là
24 en première contingence. Si jamais les équipements
25 ne tiennent pas ou la performance est moindre, ça

1 veut dire qu'on va soit devoir changer ce seuil-là
2 ou prendre pour acquis qu'il y a des centrales qui
3 peuvent déclencher, en plus de celles qui étaient
4 prévues en première contingence dans le mode
5 d'exploitation concerné. Donc, clairement, l'impact
6 peut être assez important.

7 Q. [127] Là, vous parlez de centrales de production
8 d'Hydro-Québec Production?

9 R. Je parle de centrales dans l'ensemble du réseau. Ça
10 inclut n'importe quelle centrale qui est raccordée
11 synchrone au réseau d'Hydro-Québec.

12 Q. [128] Et quelles sont les autres centrales de mille
13 cinq cents mégawatts (1500 MW) autres que celles
14 d'Hydro-Québec Production?

15 R. Ce n'est pas nécessairement une seule centrale de
16 mille cinq cents mégawatts (1500 MW). C'est une
17 possibilité crédible de perdre en première
18 contingence. Donc, ça pourrait, par exemple, être
19 plusieurs groupes de production raccordés sur une
20 même ligne ou biterne dans certains cas, deux
21 lignes parallèles, qu'il y a une possibilité de les
22 perdre en première contingence.

23 Q. [129] Lorsque j'aurai les engagements sur le vingt
24 pour cent (20 %), finalement, on pourra peut-être
25 avoir d'autres questions par rapport à cette

1 ventilation. Je vais passer à la norme PRC-023. Et
2 Rio Tinto tient à remercier le Coordonnateur
3 d'avoir fait des modifications en précisant la
4 portée de la norme à l'Annexe Québec en rajoutant
5 les mots « raccordé au RTP ». J'ai des questions
6 par rapport à un commentaire que vous avez fait
7 plus tôt ce matin. Je pense que c'est monsieur
8 Godbout qui a parlé des transformateurs au nord par
9 rapport aux transformateurs au sud. Et vous avez
10 parlé de l'impact de la température sur les
11 transformateurs. C'est bien vous, Monsieur Godbout,
12 qui avez fait ce commentaire-là?

13 M. MICHAËL GODBOUT :

14 R. Effectivement.

15 Q. [130] Juste pour les fins de précision, est-ce que
16 je dois comprendre que les normes de fabrication
17 des transformateurs à être installés dans le nord,
18 dans les zones nordiques, donc des températures
19 plus froides, sont conçus différemment des
20 transformations qui sont fabriqués pour être
21 installés dans le sud, dans des zones plus chaudes?

22 R. À ma connaissance, ce n'est pas le cas. C'est
23 pourquoi lorsqu'on regarde le graphique qu'on a
24 affiché, il y a une gamme de températures pour
25 montrer la gamme de températures possible pour un

1 transformateur. Il y a un tel graphique, une telle
2 spécification pour chaque type de transformateur.
3 Différents transformateurs ont différentes
4 spécifications.

5 Q. [131] Et encore une fois, est-ce qu'il y a des
6 études qui ont été faites pour déterminer ces
7 plages de température ou les conséquences de la
8 température sur les transformateurs, eu égard à
9 l'application des normes?

10 R. À ma connaissance, les graphiques que j'ai
11 présentés sont tirés du guide des surcharges
12 d'Hydro-Québec TransÉnergie. Par contre, tout ce
13 travail-là... Non, pas par contre. Tout ce travail-
14 là a été fait par un comité. D'ailleurs, demain, il
15 va y avoir une personne experte dans le sujet que
16 vous pourriez questionner en détail, plus
17 considérable là-dessus. Mais pour avoir regardé ce
18 qui se fait dans d'autres juridictions et non juste
19 la nôtre, à la base de tous ces diagrammes-là,
20 c'est des diagrammes du manufacturier. C'est la
21 base. Alors, le manufacturier qui fait le
22 transformateur donne des courbes de performance,
23 développe des courbes et les fournit avec le
24 transfo. Ensuite, ça revient aux propriétaires et
25 aux exploitants d'adapter, de retirer les valeurs

1 nécessaires pour le propriétaire de soutenir une
2 longue vie des transfos pour l'exploitant d'assurer
3 une fiabilité au réseau.

4 (14 h 48)

5 Q. [132] PRC-025, on a parlé ce matin de la définition
6 d'une production non raccordée au registre. Vous ne
7 pensez pas, comme Coordonnateur, qu'une définition
8 de ce concept, de ce terme-là, « production non
9 raccordée », pourrait faciliter le travail au
10 surveillant du réseau?

11 R. Comme on a dit ce matin, la notion de production
12 raccordée au RTP et par, implicitement, le
13 contraire, non raccordée, est clairement définie au
14 registre des entités visées. Chaque fois qu'on
15 dépose, pour approbation par la Régie, un registre,
16 ça précise pour toute production au RTP au Québec,
17 quel est le cas. Ça ne peut pas être plus clair
18 pour un surveillant ou une entité.

19 Q. [133] Ce que vous êtes en train de me dire c'est
20 qu'il est clairement indiqué, dans les différentes
21 normes, les distinctions entre les installations
22 qui sont raccordées ou non raccordées au réseau
23 RTP?

24 R. Lorsqu'on dit, « la production RTP », cette
25 distinction est sans importance. Lorsqu'on dit,

1 dans une annexe, dans la section d'application ou
2 ça pourrait transparaître ailleurs mais, à ma
3 connaissance, dans ma mémoire, c'est seulement dans
4 la section d'application, la précision de
5 production RTP non... raccordée au RTP est utilisée
6 dans les annexes et c'est pour ça qu'on retrouve
7 cette distinction-là dans le registre, afin qu'elle
8 soit clairement identifiée pour les entités.

9 Donc, il n'y a pas d'implicite dans les
10 normes, c'est... ensemble, on a évolué et on essaie
11 d'être assez précis dans le champ d'application des
12 normes. Et le registre traduit cette
13 caractéristique-là.

14 Q. [134] Vous avez présenté ce matin, sur votre
15 présentation PowerPoint, je fais référence à la
16 page 29.

17 R. Parlez-vous des courbes de tenue en fréquence?

18 Q. [135] Oui, oui. Alors, la page 29, vous reproduisez
19 la courbe qui se retrouve dans la norme NERC, c'est
20 exact?

21 R. C'est exact.

22 Q. [136] Et vous avez parlé, ce matin, que vous
23 aviez... il y a certains enjeux par rapport aux
24 centrales thermiques. La question c'est : Pourquoi
25 est-ce que vous ne faites pas tout simplement une

1 disposition particulière pour tenir compte du cas
2 des centrales thermiques?

3 R. Pourriez-vous répéter la question?

4 Q. [137] Vous avez parlé, ce matin, de la
5 problématique que vous aviez dans le respect des
6 courbes pour les centrales thermiques.

7 R. Bien, nous, on n'a pas une problématique mais les
8 propriétaires de centrales thermiques, leurs
9 centrales ne peuvent pas nécessairement... ne
10 peuvent pas nécessairement soutenir une
11 surfréquence, par exemple, de soixante-cinq hertz
12 (65 Hz). Donc, c'est permis de déclencher à, de
13 mémoire, soixante et un virgule sept hertz
14 (61,7 Hz) pour les centrales thermiques. Alors, ce
15 n'est pas ma problématique mais on reconnaît, comme
16 Coordonnateur de la fiabilité, cette réalité des
17 équipements thermiques, solaires et autres.

18 Q. [138] O.K. Et la question c'est : Pourquoi est-ce
19 que vous ne faites pas tout simplement une
20 disposition particulière tout en conservant la
21 courbe de la norme NERC telle qu'elle est
22 présentement et d'avoir une disposition
23 particulière pour les centrales thermiques qui ne
24 rencontrent pas la courbe pour certaines...

25 R. Vous me demandez pourquoi on n'a pas fait une

1 disposition particulière?

2 Q. [139] Pourquoi est-ce que vous ne présentez pas à
3 la Régie plutôt que de vouloir présenter une
4 nouvelle courbe, la même courbe mais avec des
5 dispositions particulières pour tenir compte de
6 certaines particularités des entités visées au
7 Québec?

8 R. O.K. Alors, actuellement, on présente une courbe de
9 tenue pour l'ensemble des... de la production du
10 Québec. Certains types de production bénéficient
11 d'une disposition particulière qu'on a prévue pour
12 les exempter d'une tenue en surfréquence au-delà de
13 soixante et un virgule sept hertz (61,7 Hz). De
14 mémoire, là, je pense que c'est bien ça? Oui,
15 soixante et un virgule sept hertz (61,7 Hz).
16 (14 h 53)

17 Q. [140] O.K.

18 R. Alors là, vous me demandez quoi? D'inverser
19 l'ordre? En réalité, je ne comprends pas la
20 question.

21 Q. [141] O.K. La réalité, c'est que vous avez une
22 courbe qui est prévue dans la norme initiale NERC.

23 R. Est-ce que vous parlez de la courbe qui dit Québec
24 dessus ou la norme... la courbe...

25 Q. [142] Ici, là.

- 1 R. Oui.
- 2 Q. [143] O.K.?
- 3 R. Avec le Québec?
- 4 Q. [144] Oui.
- 5 R. O.K.
- 6 Q. [145] Bon. Et je comprends que cette courbe-là, il
7 y a certaines entités visées qui ne peuvent pas la
8 respecter?
- 9 R. Certaines installations.
- 10 Q. [146] Certaines installations?
- 11 R. Oui.
- 12 Q. [147] Et la question c'est, pourquoi est-ce que
13 vous... pour pallier à ce problème des
14 particularités au Québec, pourquoi ne faites-vous
15 pas tout simplement une disposition particulière à
16 l'Annexe Québec pour tenir compte de ces
17 particularités plutôt que de modifier la courbe tel
18 que vous le proposez à l'annexe Québec?
- 19 R. Bon. Bien peut-être qu'on est... bien, on n'est
20 clairement pas sur la même page, là, alors je vais
21 remettre les pendules à l'heure. Alors, la norme
22 d'origine contient une courbe pour le Québec. Puis
23 là, on a ajouté, dans l'examen ici, suite à...
24 durant le processus d'examen, une disposition
25 particulière à l'Annexe Québec qui prévoit une

- 1 exemption de tenue pour différents producteurs,
2 différentes installations de production. C'est
3 codifié en annexe actuellement.
- 4 Q. [148] O.K. Actuellement. Et vous avez modifié la
5 courbe également?
- 6 R. La courbe a été modifiée, oui.
- 7 Q. [149] La courbe, vous proposez une courbe qui est
8 plus exigeante que la courbe de la norme NERC?
- 9 R. Je crois que c'est la même courbe. Oui, on ne
10 propose pas une nouvelle courbe de fréquence, là.
- 11 M. NICOLAS TURCOTTE :
- 12 R. Juste spécifier que... vous parlez de la courbe en
13 fréquence ou en tension?
- 14 Q. [150] Bien, en fréquence.
- 15 R. En fréquence, il n'y pas eu de modification par
16 rapport à ce qui est spécifié dans la norme NERC.
17 Puis il y a une courbe en tension, effectivement,
18 qui est proposée par le Coordonnateur comme étant
19 différente. Bon.
- 20 Q. [151] O.K. Alors je suis désolé. C'est mon erreur.
- 21 R. On s'en va en tension?
- 22 Q. [152] On s'en va en tension.
- 23 R. O.K.
- 24 Q. [153] O.K. Alors, je suis désolé, je vais
25 reformuler ma question. Alors je comprends que vous

1 ajoutez à l'Annexe Québec une courbe en tension?

2 Me MICHAËL GODBOUT :

3 R. Oui.

4 Q. [154] Bon. O.K. Et cette courbe en tension est plus
5 rigoureuse, elle est plus sévère et elle est plus
6 exigeante?

7 R. Elle n'est pas uniformément plus exigeante, elle
8 est plus exigeante sur une grande... la majorité de
9 la gamme.

10 Q. [155] Donc, et ce que je comprends, c'est que c'est
11 la courbe de tension que le Planificateur vous
12 propose?

13 R. C'est la courbe de tension qui est présentement en
14 vigueur en ce qui a trait aux exigences techniques
15 de raccordement au Québec. Donc, un grand nombre
16 d'entités québécoises s'y conforment. Lorsqu'on a
17 consulté le Planificateur, il nous a référé les
18 exigences techniques de raccordement approuvées par
19 la Régie.

20 Q. [156] O.K. Donc, c'est une norme... ce n'est...
21 cette norme, elle est plus sévère que la norme de
22 la NERC pour ce qui est de la tension?

23 R. Les exigences techniques de raccordement proposent
24 une courbe de tension qui, comme je l'ai dit, est
25 en majorité plus exigeante, mais pas uniformément

1 puisqu'il y a deux bouts de la courbe où les
2 exigences techniques de raccordement sont moins
3 strictes que celles prévues par la norme d'origine.

4 (14 h 58)

5 Q. [157] O.K. Et là, vous permettez, en intégrant
6 cette courbe, la courbe, finalement, qui est
7 utilisée par le Transporteur pour les fins de
8 raccordement, c'est exact? C'est la...

9 R. Pourriez-vous répéter la question?

10 Q. [158] C'est la courbe de tension qui est utilisée
11 pour les fins de raccordement du Transporteur à
12 différents clients industriels ou à différents...

13 R. Exactement. Exactement. Des clients qui se
14 raccordent au réseau doivent répondre à cette
15 courbe de tension.

16 Q. [159] Donc, ce que vous faites finalement, vous
17 comme Coordonnateur, c'est d'indiquer à toutes les
18 entités visées « nous allons vous imposer la courbe
19 de raccordement en tension du Transporteur. » C'est
20 ce que vous êtes en train de faire par la
21 proposition que vous faites à la Régie, n'est-ce
22 pas?

23 M. NICOLAS TURCOTTE :

24 R. En fait, la proposition à la Régie, c'est
25 d'arrimer, comme on a dit lors de la présentation

1 de la PRC-24, c'est d'arrimer les exigences
2 réglementaires soit en vertu des exigences de
3 raccordement et les exigences en vertu de la norme
4 pour que les entités aient une seule... un seul set
5 normatif à répondre, tout simplement,
6 effectivement.

7 Q. [160] Donc, c'est d'imposer des normes de HQT aux
8 normes de fiabilité du régime québécois?

9 R. Ce n'est pas ce que j'ai dit. J'ai dit, c'était que
10 pour des fins d'allégement réglementaire pour les
11 entités, nous avons proposé, nous proposons à la
12 Régie justement un arrimage entre les deux.
13 J'utilise encore le mot arrimage, là.

14 Q. [161] Vous l'aimez ce mot-là, hein.

15 R. Je vais faire attention. Un arrimage entre ce qui
16 est exigé pour certaines entités en vertu des
17 exigences de raccordement et ce qui sera exigé par
18 la norme pour éviter qu'il y ait effectivement pour
19 les entités trop de questionnement associé aux
20 courbes de tenue.

21 Q. [162] Et là, je comprends que le planificateur peut
22 par la suite assouplir, mais ne peut pas rendre
23 plus exigeante cette courbe de tension là.

24 M. MICHAËL GODBOUT :

25 R. C'est ce que j'ai dit ce matin.

- 1 Q. [163] C'est ça que vous avez dit.
- 2 R. Et ça reflète le texte de l'exigence.
- 3 Q. [164] Et la question pour moi que j'ai pour le
- 4 Coordonnateur de fiabilité, c'est pourquoi pas
- 5 prendre seulement la partie en sous-tension qui est
- 6 problématique pour régler le problème soulevé, que
- 7 vous avez soulevé ce matin, et d'utiliser la courbe
- 8 qui est prescrite par la norme? Pourquoi est-ce que
- 9 vous ne faites pas, vous ne prenez pas les moyens
- 10 pour faire les dispositions particulières pour
- 11 corriger un problème que vous avez soulevé, qui est
- 12 le problème en sous-tension, et d'utiliser la norme
- 13 qui est prescrite par la NERC?
- 14 R. Alors, notre proposition d'ajouter une disposition
- 15 particulière à la tension, c'est quelque chose qui
- 16 est ressorti durant notre étude de dossiers avec la
- 17 Régie et les intervenantes. Lorsqu'on a constaté
- 18 que... lorsqu'on a appris qu'il y avait comme
- 19 discordance puis que ce n'était pas uniforme, si
- 20 une courbe était uniformément plus sévère que
- 21 l'autre, s'il n'y avait pas de conflit comme
- 22 apparent, si par exemple on a permis à des entités
- 23 de se raccorder au réseau d'Hydro-Québec
- 24 TransÉnergie dans les dix (10) dernières années
- 25 puis on leur a dit, il y a eu des études par le

1 planificateur pour appuyer ce qui était nécessaire
2 pour la fiabilité au Québec pour ces entités-là.
3 Elles se sont... puis elles se sont raccordées sur
4 cette base-là. Puis là on va mettre en vigueur une
5 norme qui les rendrait, en principe possiblement,
6 dans leur ensemble, non conformes.

7 Ça, pour nous, ça ne semblait pas une
8 situation idéale puisque le planificateur a appuyé
9 ses exigences techniques sur des études. Et nous,
10 on n'a pas fait ces études-là. Comme, nous, on ne
11 fait pas des études de ce genre-là.

12 Alors, comme l'idéal, de notre point de
13 vue, ça aurait été de prendre une courbe hybride,
14 t'sais, comme pour tout le monde. Mais, il faut
15 appuyer ça sur quelque chose, c'est... La courbe du
16 planificateur est appuyée par des études qui disent
17 « ça, c'est bon pour la fiabilité. » La courbe de
18 la NERC, elle est bonne pour la fiabilité comme en
19 Amérique du Nord. C'est ce que le monde en Amérique
20 du Nord a conclu qui était acceptable comme un
21 minimum à la fiabilité.

22 (15 h 03)

23 Comme « cherry-pick » en anglais, de
24 choisir des bouts de courbes comme bon nous semble
25 pour... c'est... on ne peut pas l'appuyer, on ne

1 peut pas l'appuyer sur un jugement d'ingénieurs. Je
2 ne peux pas me revirer à un expert technique pour
3 dire quel bout ça nécessiterait des... pas... je ne
4 sais pas, des études ou peut-être, mais les études
5 sont déjà faites, on a déjà quelque chose qui a été
6 fait pour répondre à ce besoin-là. Donc, on l'a
7 proposé. Ça, ça a été l'idée qu'on a proposée. Puis
8 on a demandé aux entités s'il y avait des impacts
9 là-dessus.

10 RTA nous a signalé, à notre connaissance,
11 un impact dans la section supérieure de la courbe.
12 Nous ne sommes pas experts dans tous les petits...
13 ce qu'on a appris, nous, on apprend à tous les
14 jours, c'est que chaque bout de cette courbe-là a
15 des implications techniques, comme chaque « bip »,
16 chaque mouvement est pour soit un équipement, soit
17 un événement, soit un maniement, une manoeuvre.
18 C'est comme un cumulatif d'expériences.

19 La Régie a convoqué le Planificateur
20 demain. Il est expert dans cette courbe-là. On
21 croit que ça reviendrait à évaluer cet impact-là
22 puis à bien comprendre cet enjeu-là. Possiblement
23 on va être rappelé par la suite, une fois que cet
24 enjeu-là va être vraiment étudié en détail.

25 Mais actuellement, pour revenir à votre

1 question, façonner une courbe hybride, il faut
2 qu'on l'appuie sur quelque chose, ce n'est pas
3 simplement pour rendre les choses réglementaires,
4 faciles qu'on propose des choses, il faut qu'on en
5 juge la pertinence et l'impact. La courbe est
6 pertinente puisque le Planificateur a des études
7 qui l'appuient et là, on a demandé l'impact puis on
8 reconnaît la possibilité que votre entité ait des
9 impacts qui n'ont pas été chiffrés à cette date
10 puis on croit que les témoignages à venir vont
11 dévoiler ces impacts-là ou ces pertinences-là en
12 plus grand détail.

13 Me PIERRE D. GRENIER :

14 Q. [165] Vous venez de dire démolir?

15 R. Pardon?

16 Q. [166] Vous avez dit quoi? Dévoiler.

17 R. Dévoiler.

18 Q. [167] Ah! dévoiler. J'ai compris démolir.

19 R. Non. Non.

20 Q. [168] Bon, très bien.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Alors, Maître Grenier, est-ce que vous avez...

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 Ça termine.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Non, c'est parce que je regarde l'heure, alors je
3 me demandais si vous en aviez encore pour...

4 Me PIERRE D. GRENIER :

5 Non.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Ah, vous avez terminé?

8 Me PIERRE D. GRENIER :

9 Oui.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Merci.

12 Me PIERRE D. GRENIER :

13 Merci.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Alors écoutez, au niveau... Maître Tremblay, au
16 niveau des engagements, il y a eu trois
17 engagements, est-ce que ces engagements c'est
18 possible de les avoir d'ici la fin de l'audience,
19 là, disons jeudi ou on a mis vendredi comme période
20 réservée, là? Parce qu'on n'a pas fixé de date pour
21 ces engagements-là alors... il y a trois
22 engagements.

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 Oui. Je vais vérifier avec les représentants pour
25 ma part mais...

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Bien, vous pouvez me revenir demain matin aussi
3 si...

4 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

5 ... mais on... je pense qu'on n'entrevoit pas de
6 problème à les fournir rapidement. Oui, je vais
7 prendre votre suggestion puis revenir demain matin,
8 mais on n'entrevoit pas de délai particulièrement
9 long.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Parfait. Alors, ça termine pour aujourd'hui. Je
12 voulais juste vous dire, le témoignage du
13 Transporteur, parce que la Régie n'a pas encore
14 passé à l'interrogatoire des témoins, donc je ne
15 libérerai pas les témoins aujourd'hui. Probablement
16 que le Transporteur n'est pas obligé de venir avant
17 neuf heures et demie (9 h 30). Neuf heures trente
18 (9 h 30) pour eux.

19 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

20 C'est très bien, je vais relayer l'information à
21 maître Fréchette et puis ils seront... je leur
22 transmettrai les instructions d'être prêts pour
23 neuf heures trente (9 h 30) ici à la Régie.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 C'est ça. Et nous, nous commençons toujours à neuf

1 heures (9 h 00). Je veux juste être précise, là,
2 pour pas qu'il y ait d'ambiguïté. Alors, ça termine
3 pour aujourd'hui, on se revoit demain à neuf heures
4 (9 h 00).

5 FIN DE L'AUDIENCE

6 CAUSE CONTINUÉE LE 22 MARS 2017 À 9 H 00

7

8

9 SERMENT D'OFFICE :

10

11 Je, soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
12 certifie sous mon serment d'office que les pages
13 qui précèdent sont et contiennent la transcription
14 exacte et fidèle des notes recueillies au moyen du
15 sténomasque, le tout conformément à la Loi.

16

17 ET J'AI SIGNÉ:

18

19

20

21

22 _____
CLAUDE MORIN (200569-7)